

Estimación de la saturación de petróleo en yacimientos de baja salinidad y crudo extrapesado para la formación productora de un bloque de crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales

Raúl Larrotta Jaimes

Trabajo de Grado para Optar el título de especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Ing. Msc Aristóbulo Bejarano Wallens

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bogotá D.C.

2021

Título: Estimación de la saturación de petróleo en yacimientos de baja salinidad y crudo extrapesado para la formación productora de un bloque de crudos pesados, de la cuenca de los Llanos Orientales*

Autor: Raúl Larrotta Jaimes**

Palabras Claves: Saturación de Agua, Registros de pozo, Archie, Simandoux Modificada, Flujo Fraccional.

Descripción: Se presenta una metodología para estimar la Saturación de agua a partir de las propiedades petrofísicas básicas teniendo en cuenta la información de registros de pozo, información de datos de laboratorio tomados de los núcleos y pruebas dinámicas de los pozos perforados en el bloque. Esta saturación de agua se tomó a partir de 3 modelos, calculados de las ecuaciones de Archie, la ecuación de Simandoux modificada y una ecuación de Saturación de agua aparente (Swap) por Resistividad de agua aparente (Rwap), las cuales fueron calibradas con los datos reales de producción de los pozos, con las gráficas de flujo fraccional tomadas de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas de los datos de laboratorio en las muestras de corazones tomados en estos pozos. La metodología trata de reducir la complejidad generada en un yacimiento por la presencia de crudo pesado y agua de baja salinidad, donde se enmascara la respuesta de resistividad, generando bajo contraste, dificultando una caracterización petrofísica representativa. El uso de registros especiales como el registro Dieléctrico (ADT), permitió resolver e identificar la Saturación de agua (Sw) independiente de la salinidad y del bajo contraste de resistividad.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Aristóbulo Bejarano Wallens, Ingeniero Msc.

Title: Estimation of oil saturation in low salinity reservoirs and extra heavy crude oil for the producing formation of a heavy crude oil block in the Eastern Llanos basin*.

Author: Raúl Larrotta Jaimes**.

Keywords: Water Saturation, Well Logs, Archie, Modified Simandoux, Fractional Flow.

Description: A methodology to estimate water saturation is presented from the basic petrophysical properties considering well logs information, laboratory data taken from the cores, and dynamic tests of the wells drilled in the block. Such water saturation was taken from 3 models using Archie's equations, the modified Simandoux equation, and an apparent water saturation equation (Swap) by apparent water resistivity (R_{wap}), which were calibrated by means of actual production data of wells, fractional flow graphics taken from the relative permeability curves obtained from laboratory data to the heart samples taken in such wells. This methodology attempts to reduce the complexity generated in a deposit due to the presence of heavy crude oil and low salinity water, where the resistivity response is masked and generates low contrast making difficult a representative petrophysical characterization. The use of special registers, such as the Dielectric register (ADT), made possible the resolution and identification saturation of water (S_w) independent from salinity and the low resistivity contrast.

* Bachelor Thesis

** Physiochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director
Aristobulo Bejarano Wallens, Msc Engineer.

Dedicatoria

Dedico de manera muy especial este logro y avance en mi vida profesional a mi esposa María Fernanda y a mis hijos Carlos Fernando y Paula Valentina, son el motor de mi vida y me dieron el impulso de iniciar esta aventura.

A mis Padres que desde el cielo seguirán acompañándome.

Agradecimientos

En primer lugar, a Dios quien nos permite continuar en este viaje llamado vida y que en estos años de pandemia me ha permitido seguir junto a mi familia, a mi director, Ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens, por su paciencia, recomendaciones y sugerencias, al Ingeniero Richard Alberto Martinez Valladares, quien con su tiempo y paciencia fue como mi Codirector, al Diseñador Gráfico Carlos Francis Francisco Orduz Robles, por sus gráficas y diseño de mapas.

Contenido

Introducción	1
1. Objetivos	4
1.1. Objetivo General	4
1.2. Objetivos Específicos	4
2. Antecedentes	5
3. Contexto Geológico Regional	7
3.1 Descripción Secuencia Estratigráfica	9
3.1.1 Paleozoico	10
3.1.2 Cretácico	11
3.1.2.1 Formación Ubaque	11
3.1.2.2 Formación Gacheta	12
3.1.2.3 Formación Guadalupe	12
3.1.3 Paleógeno y Neógeno	13
3.1.3.1 Formaciones Barco-Los Cuervos	13
3.1.3.2 Formación Mirador	14
3.1.3.3 Formación Carbonera	15
3.1.3.4 Formación León	16
3.1.3.5 Formación Guayabo	16
3.1.3.6 Formación Necesidad	16
3.1.4 Cuaternario	17
3.2 Geología Estructural	18
3.3 Sistema Petrolífero	20
4. Metodología	24
4.1 Información Disponible	24

ESTIMACION DE LA SATURACION DE PETROLEO EN YACIMIENTOS DE	7
4.1.1. Información Mudlogging	25
4.1.2. Registros eléctricos	26
4.1.3 Información de núcleos	27
4.1.4 Datos de Producción	29
4.2 Control de Calidad de la información	29
5. Evaluación Petrofísica	30
5.1 Modelo de Arcillosidad	31
5.1.1 Cálculo del Volumen de Arcilla (Vshale)	31
5.2 Modelo de Porosidad	33
5.2.1 Porosidad Total	33
5.2.2 Porosidad Efectiva	36
5.3. Modelo de Saturación	36
5.3.1 Resistividad De Agua De Formación (Rw)	37
5.3.2. Determinación de las propiedades eléctricas	39
5.3.3. Empleo de registros resistivos tipo Laterolog para cálculo de Rw aparente	40
5.3.4. Determinación de la Ecuación de Saturación de agua (Sw)	41
5.3.4.1. Ecuación de Archie	41
5.3.4.2. Ecuación de Simandoux Modificada	41
5.3.4.2.1. Determinación del valor de Rshale	43
5.3.4.3 Determinación de Sw aparente (Swap) por Rw aparente (Rwap)	44
5.3.5. Comparación de Modelos de Saturación	44
5.4. Calibración del Modelo de Saturación	50
5.4.1. Permeabilidades Relativas	50
5.4.2. Graficas de Flujo Fraccional	51
5.4.3. Calibración de Modelos	53
6. Conclusiones	57
7. Recomendaciones	59
8. Bibliografía	60

Lista de Figuras

- Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. Mapa adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007. 7
- Figura 2. Mapa de los Bloques de crudos pesados sobre la anomalía de Bouguer. Modificado por el autor del Mapa de Anomalía de Bouguer Total (MABT) de la República de Colombia, ANH Versión 1.2 abril de 2010. 8
- Figura 3. Estratigrafía Regional cuenca Llanos, tomado y adaptado de informe Desarrollo de Crudos Pesados (DCP ANH), Halliburton, octubre 2007. 10
- Figura 4. Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca llanos Orientales. Tomada de Ronda Colombia 2010, ANH. 17
- Figura 5. Esquema estratigráfico simplificado, en una sección NW-SE desde el Valle Medio del Magdalena, mostrando la asociación entre intervalos generadores y diferentes tipos de facies. (Esquema cronoestratigráfico basado en Rubio, 1997 y esquema estructural tomado de Linares (1999). Modificado de GEMS-2008. Tomado de presentación del Curso “Análisis y Modelamientos de Sistemas Petrolíferos y Generalidades Conceptuales de la Geoquímica de Rocas, Fluidos y Gases”, Geólogo Msc Iván A. Rodríguez D., Ecopetrol S.A., 2019. 21
- Figura 6. Ruta de migración del primer y segundo pulso de expulsión. Modificado por el autor, Tomado de presentación del Curso “Análisis y Modelamientos de Sistemas Petrolíferos y Generalidades Conceptuales de la Geoquímica de Rocas, Fluidos y Gases”, Geólogo Msc Iván A. Rodríguez D., Ecopetrol S.A., 2019. 22
- Figura 7. Esquema de la metodología empleada. 24
- Figura 8. Mapa de ubicación de los pozos de estudio, sobre la anomalía de Bouguer. Modificado por el autor del Mapa de Anomalía de Bouguer Total (MABT) de la República de Colombia, ANH Versión 1.2 abril de 2010. 25
- Figura 9. Identificación de minerales presentes en la Fm Mirador a partir del grafico CP-19 de SLB. 32
- Figura 10. Relación Th/K, track 3, indicando la baja arcillosidad de las 2 unidades de interés, en el track 5, las curvas de Densidad – Neutrón, confirman la baja arcillosidad. 33
- Figura 11. Track 14, las curvas PEGE, Grain Photoelectric Factor, indicando un valor promedio de 1,8 (B/E) y la curva RHGE, Grain Density, indicando un valor promedio de 2,6. 34

Figura 12. Densidad de grano de los análisis de núcleos.	35
Figura 13. Crossplot multipozo Porosidad Efectiva por Registros Vs Porosidad Efectiva núcleos @ presión de confinamiento.	36
Figura 14. Rango de R_w presentes en el área de estudio, a partir del cómputo con el registro de potencial espontaneo (SP).	38
Figura 15. Crossplots de Resistividad vs Volumen de arcilla, VCL vs R_t , para la Fm Mirador miembro Superior y Miembro inferior, en este pozo se pudo identificar 5 cuerpos arenosos.	43
Figura 16. Plot final, pozo 20, en el track 9 se observa la curva de S_w del modelo de Archie.	45
Figura 17. Plot final, pozo 20, en el track 9 se observa la curva de S_w del modelo de Simandoux Modificada.	46
Figura 18. Plot final, pozo 20, en el track 8 se observa la curva de S_w del modelo de Swap calculada a partir de la R_{wap} .	47
Figura 19. Plot final pozo 20, en el track 9 se observan las curvas de S_w de los tres modelos propuestos.	48
Figura 20. Comparación de los 2 modelos usados y los datos de núcleo.	49
Figura 21. Permeabilidades relativas del pozo 20.	50
Figura 22. Permeabilidades relativas del pozo 31.	51
Figura 23. Graficas de flujo fraccional para el Pozo 20 a las profundidades de 5050 ft, 5052 ft y 5094 ft.	52
Figura 24. Graficas de flujo fraccional para el Pozo 31 a las profundidades de 4616 ft, 4690 ft y 4691 ft.	52
Figura 25. Grafica de flujo fraccional para el Pozo 20, con el dato de BSW (97%) reportado durante la producción del pozo, S_w esperada por registros 35%.	53
Figura 26. Grafica de flujo fraccional para el Pozo 20, con el dato de BSW (54%) reportado durante la producción del pozo, S_w esperada por registros 27%.	54
Figura 27. Comparación de la gráfica de flujo fraccional con las curvas de S_w en la zona completada en el Pozo 20.	55
Figura 28. Comparación de la gráfica de flujo fraccional con las curvas de S_w en la zona completada en el Pozo 20.	55

Lista de Tablas

Tabla 1. Mapa de información disponible de los registros tomados en los pozos del área de estudio.	26
Tabla 2. Mapa de información disponible de los análisis de núcleos tomados en los pozos del área de estudio.	28
Tabla 3. Muestras de agua seleccionadas para el cálculo de S_w .	39
Tabla 4. Propiedades eléctricas obtenidas de los núcleos tomados en los pozos relacionados.	40
Tabla 5. Corte de agua de los pozos 20 y 31.	53
Tabla 6. Comparación de valores de S_w en los pozos 20 y 31.	56

Introducción

Los crudos pesados y extrapesados a nivel mundial están presentes en ambientes geológicos similares los cuales son depósitos someros entrampados generalmente en los flancos de cuencas de antepaís¹. Estos depósitos de edades recientes carecen de rocas superiores que sean sellos efectivos, por lo tanto, en estos sedimentos tan someros y generalmente de baja temperatura, el petróleo sufre un proceso de biodegradación siendo este el principal mecanismo de la formación de los petróleos pesados, junto con el lavado con agua fresca de zonas de recarga cercanas,

La combinación de agua fresca, bajas temperaturas y la biodegradación generada por la actividad de los microorganismos en el petróleo original, generalmente liviano, durante años de la vida geológica en cualquier ambiente depositacional produce oxidación que reduce el GOR generando un incremento de la viscosidad, acidez, densidad, el contenido de ciertos metales, azufre, producción de gas metano y finalmente la formación del petróleo pesado.

El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.¹

El departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica define el petróleo pesado como aquel que presenta densidad API entre 10 a 22.3°; para los yacimientos donde el

¹ https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

petróleo tiene una densidad baja entre 7 a 8° API se considera ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado.²

Para Colombia se cumplen los requisitos necesarios para la generación de petróleos pesados, ya que la cuenca de los Llanos Orientales se define como una cuenca antepaís y los depósitos en los cuales se encuentran dichos crudos son someros con poco espesor de sello superior lo que permite tener una baja temperatura y el aporte de agua fresca de las zonas de recarga es relativamente cerca.

En Colombia se pueden encontrar crudos extrapesados, como el crudo del Campo Chichimene, por ejemplo, el cual tiene 8 °API aproximadamente. De igual manera se encuentran crudos pesados de diferentes calidades, como por ejemplo el crudo de 12 °API del Campo Rubiales, el crudo de 13 °API del Campo Castilla y el crudo de 14 °API del campo Quifa.³

Los principales Campos que soportan la producción de crudos pesados y extrapesados en Colombia son los campos de la cuenca Llanos Orientales operados en su mayoría por Ecopetrol S.A., como campo Rubiales, Castilla, Chichimene y Quifa, que representan una producción aproximada de 275 KBPD a diciembre de 2018.

En la mayoría de los pozos estudiados en los bloques de crudos pesados se plantea que los yacimientos se encuentran en condición de saturación de agua irreducible (Swirr), que oscilan entre 25 y 30%, lo cual por la naturaleza de este tipo de yacimientos (Yacimientos siliciclásticos constituidos de Arenas limpias – Vcl < 5%) es incoherente y difícil de sustentar,

² http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf

³ Gonzalez Gil, Edwin Ferney, Villota Chamorro, Jose Luis. Perspectivas del mercado y algunas tecnologías utilizadas en el negocio de los crudos pesados y extrapesados. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

más cuando se dispone con información de SCAL y registros especiales, como la Resonancia Magnética, que indican todo lo contrario.

Por ello se debe establecer una metodología basada en términos del perfil de saturación de aceite que justifique y represente un perfil de saturación basado en la complejidad de este tipo de yacimientos.

1. Objetivos

1.1.Objetivo General

Generar un perfil saturación de petróleo representativo en yacimientos de baja salinidad y crudo extrapesado para la formación productora en un bloque de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales, estableciendo una metodología que integre registros básicos y especiales, análisis de núcleos tipo RCAL y SCAL, pruebas dinámicas en términos de presiones y muestreos que permitan una cuantificación más acertada del volumen de petróleo original en sitio.

2.2. Objetivos Específicos:

- Contextualizar la geología regional de los bloques de crudos pesados y de los yacimientos de crudos pesados de la formación productora de la cuenca de los Llanos Orientales.
- Emplear la metodología utilizada en la caracterización petrofísica para la estimación de saturación de petróleo en los yacimientos de crudos pesados de la formación productora en uno de los bloques de crudos pesados.
- Establecer un modelo de saturación mediante la integración de análisis convencionales y especiales que se ajuste a las complejidades de los yacimientos de la formación productora.
- Definir el modelo de saturación que explique y honre los resultados de pruebas dinámicas y análisis de núcleos.

2.Antecedentes

En Ecopetrol los crudos pesados y extrapesados podrían representar una alternativa para aumentar las reservas de hidrocarburos, ya que la mayor cuenca petrolífera se encuentra ubicada en los Llanos Orientales del país. Este tipo de crudo a nivel Colombia ha sido considerado como una alternativa futura, sin embargo, el conocimiento adquirido en este tema en campos como Rubiales y Quifa indican que existen complejidades en la caracterización de yacimientos y que se necesita de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.

La falta de personal con experiencia, análisis inadecuados de información obtenida o la poca información durante la perforación pueden llevar a tomar decisiones erróneas en temas de proyectos que involucran cantidades significativas de dinero en la prueba de este tipo de hidrocarburos, llegando siempre al abandono por la gran cantidad de agua que se produce.

En estudios previos en campos ubicados en los Llanos Orientales se han establecidos diferentes factores que pueden generar incertidumbre en la estimación volumétrica del petróleo original en sitio; la evaluación de los principales parámetros petrofísicos para una estimación volumétrica del Petróleo Original en Sitio (POES) y que son necesarios para caracterizar un yacimiento se realiza con perfiles de pozo, núcleos y fluidos.

Los bloques de crudo pesado, pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales, cuentan con varios pozos, entre estratigráficos y exploratorios, que disponen de información de registros básicos y especiales, análisis de núcleos tipo RCAL y SCAL, así como pruebas dinámicas en términos de presiones y muestreos.

Considerando los resultados de las pruebas dinámicas en estos pozos y comparándolos con los perfiles de saturación de petróleo no existe una correspondencia lógica que pueda explicar el por qué teniendo altas saturaciones de aceite los muestreos resultan en 100% BSW.

Por ello se infiere que los perfiles de saturación de petróleo en las zonas de interés puedan estar sobrestimados, generando como consecuencia un sobredimensionamiento en la volumetría y en los peores casos estableciendo unas falsas expectativas a la hora de aplicar cualquier método de recuperación mejorada.

3.Contexto Geológico Regional

La Cuenca de los Llanos Orientales situada en la región oriental de Colombia, tiene como límites geográficos y geomorfológicos, al norte la frontera Colombo-venezolana, donde la cuenca se extiende hacia el oriente de Venezuela; al sur, el arco de Vaupés hasta la serranía de la Macarena; al Oeste el sistema de fallas de Guaicaramo y el escudo de Guyana al este.

Figura 1.

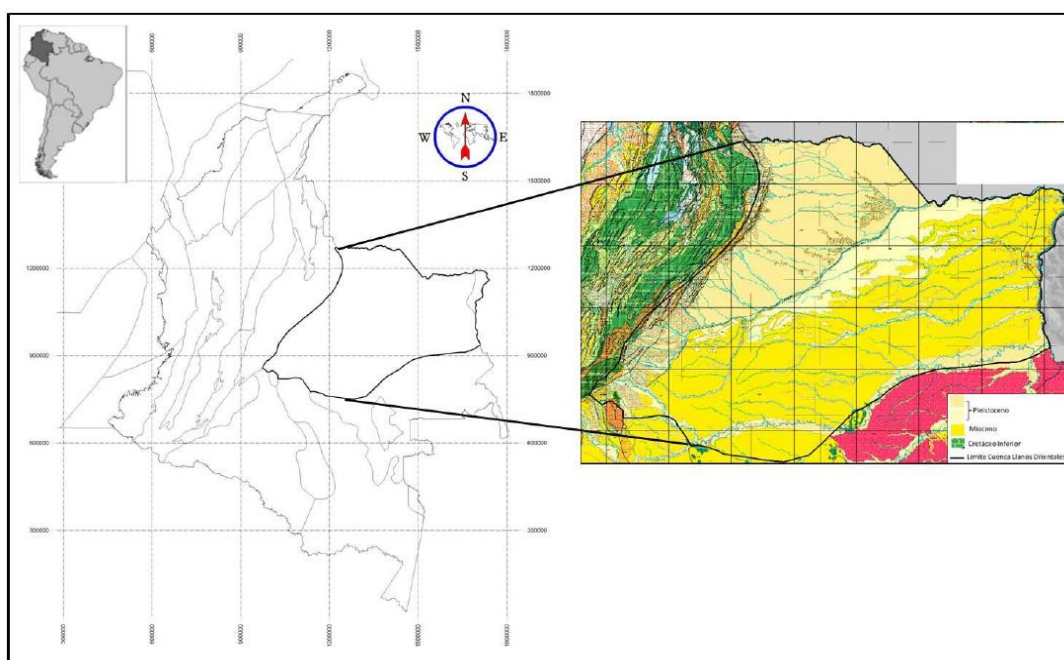


Figura1. Mapa de ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. Mapa adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007.

Corresponde a una cuenca antepaís con una variación de espesor, que va desde los 600 m aproximadamente en el sector más distal de la cuenca hacia el escudo de Guyana hasta los 4500 m en el sector más proximal en el frente de deformación, debido a grandes tasas de depositación y la subsidencia hacia el Piedemonte producto de la Orogenia de la Cordillera Oriental; tiene una extensión longitudinal de cerca a los 500 km. Figura 2.

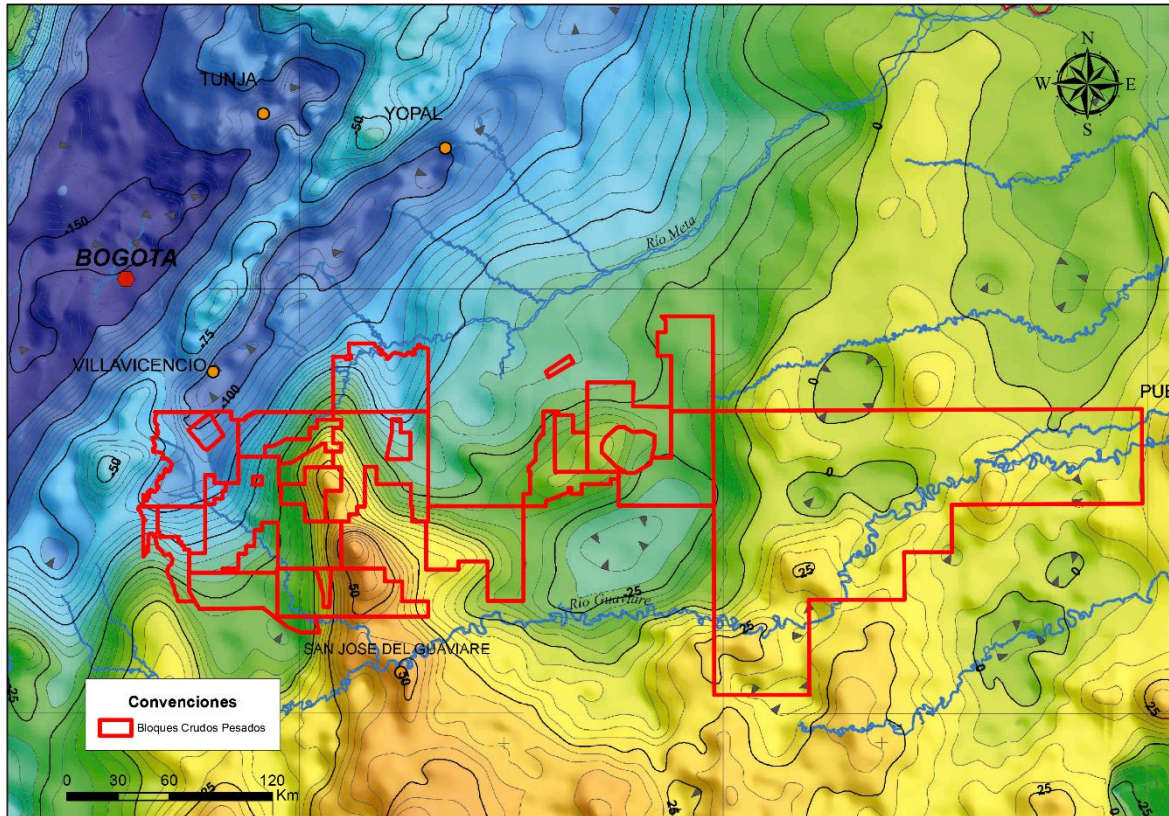


Figura 2. Mapa de los Bloques de crudos pesados sobre la anomalía de Bouguer. Modificado por el autor del Mapa de Anomalía de Bouguer Total (MABT) de la República de Colombia, ANH Versión 1.2 abril de 2010.

Dentro de la evolución de la cuenca, se pueden identificar varias secuencias tectono-estratigráficas, la cual comenzó en el Paleozoico con el depósito de sedimentos silisiclasticos originados por rocas con rocas metasedimentarias y metamórficas sobre el basamento precámbrico cristalino; desde el Triásico hasta Cretácico inferior, la cuenca fue el soporte de un sistema de rift, debido a la apertura del mar caribe consecuencia de la separación de Norte y Sur América, donde las rocas, de ambiente marino profundo a poco profundo, corresponden a las formaciones Ubaque, Gachetá y Guadalupe, que se encuentran hacia el norte, estas

formaciones constan principalmente de depósitos arenosos con intercalaciones de depósitos finos.

Desde el Cretáceo inferior hasta el Cretáceo superior fue un largo periodo de extensión producto de una serie de fallas extensionales como el sistema de fallas de Guaicaramo; desde finales del Cretáceo hasta el Paleoceno se convierte en una cuenca de foreland; durante el Oligoceno al Mioceno temprano, ocurre la depositación de sedimentos pertenecientes a la Formación carbonera, que tiene como característica una alternancia entre depósitos finos y arenosos con depósitos de tamaño conglomerático de ambientes desde fluvial-deltaico a lacustre en grandes planicies en el sector proximal y de ambiente fluvial con procedencia del escudo de la Guyana en el sector distal de la cuenca.

Desde el Mioceno medio a reciente, se depositan hacia su base, sedimentos finos laminados que corresponden a la Formación León de ambiente marino procedente de una inundación de corta duración en el Mioceno temprano; mientras que hacia el tope hay predominio del contenido arenoso en la Formación Guayabo de edad Mioceno Superior a Plioceno, de ambiente fluvial y aluvial derivados del flanco oriental de la cordillera oriental y del arco de Vaupés.

3.1 Descripción Secuencia Estratigráfica

La secuencia presente en el área está por encima del Escudo Guayanés y está compuesta por metasedimentos del Paleozoico, sobre los cuales se encuentra discordante la serie clástica arcillosa del Cretáceo, la cual se va adelgazando hacia el este y se acuña en el Paleozoico

(Figura 3). Luego se encuentra la secuencia Terciaria constituida por una alternancia de areniscas, arcillas y lutitas.

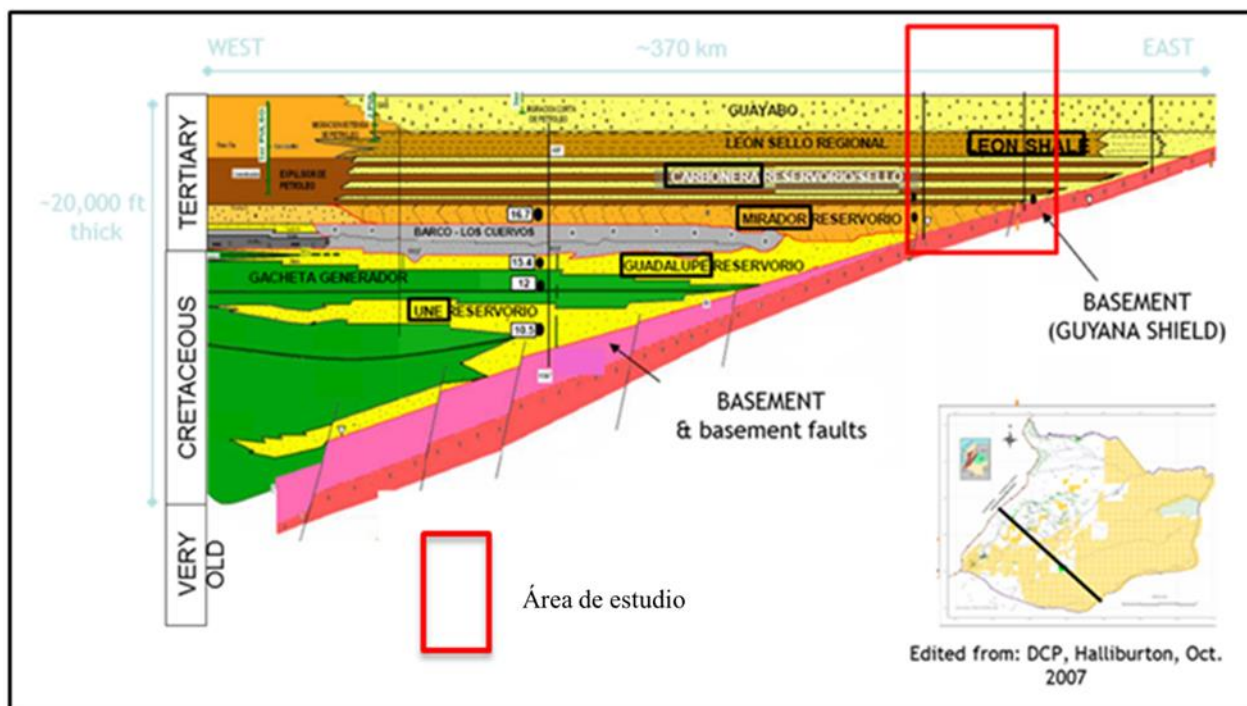


Figura 3. Estratigrafía Regional cuenca Llanos, tomado y adaptado de informe Desarrollo de Crudos Pesados (DCP ANH), Halliburton, octubre 2007.

Las unidades estratigráficas existentes en la zona se describen a continuación de más antiguas a más recientes y en la Figura 4 se muestra la columna estratigráfica del área.

A continuación, se hace una breve descripción de las unidades existentes en el área de estudio:

3.1.1 Paleozoico:

Rocas de ambiente marino relativamente somero, constituidas por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas; las areniscas cuarcíticas son de color gris, verde claro y blanco, con cemento silíceo, muy duras con muy pobre porosidad; las lutitas de color gris

oscuro a negro, laminar, subfísil y con inclusiones de carbón; también se observan limolitas de color gris claro a blanco, negro grisáceo, gris oscuro, menor marrón oscuro, blocosas, sublaminar, localmente sub-físil, con inclusiones de carbón y pirita diseminada; moderadamente firme, localmente gradando a arenisca.

3.1.2 Cretácico:

Las rocas de edad cretácica son de ambientes marinos profundos a poco profundos y se encuentran en la parte central y occidental de la cuenca de los llanos orientales, debido a que se adelgazan hacia el oriente y son sobrepasados transgresivamente por los sedimentos del Terciario. A este grupo pertenecen las formaciones Ubaque, Gachetá y Guadalupe, es importante resaltar que en el Bloque de estudio no presenta registro sedimentario de estas formaciones Cretácicas, sin embargo, a continuación, se presenta una descripción breve de estas Formaciones:

3.1.2.1 Formación Ubaque

Esta formación presenta cambios faciales laterales siendo más arcillosa en el área de Villavicencio, hacia el norte está constituida predominantemente por ortocuarcitas consolidadas con estratificación masiva, con tamaño de grano que varía de grano fino hasta conglomerático, compactas, generalmente con cemento silíceo y matriz caolinítica. En esta formación es característica la presencia de estratificación cruzada y de canales. En algunas áreas se reporta la presencia de lignitos y lutitas carbonosas.

Ambiente de depositación Marino; se considera que la formación puede tener una edad Albiano-Santoniano y posiblemente se puede correlacionar en algunas partes con la Formación Une.

3.1.2.2. Formación Gacheta

Compuesta por lutitas grises oscuras a negras, carbonosas y limolíticas con algunas capas de ortocuarcitas. Es frecuente encontrar acumulación de materia orgánica al tope de las capas. Las lutitas negras se encuentran intercaladas con limolitas y areniscas de grano muy fino con evidencias de ambientes de baja energía. Los límites estratigráficos de la formación son la Formación Ubaque hacia la base y la Formación Guadalupe hacia el tope.

La edad asignada a la formación corresponde a Cenomaniano-Santoniano y se correlaciona con la parte inferior de la unidad K1 en el sector del Meta y con la Formación Chipaque en el área de Arauca, aunque se encuentran diferencias en el área de Apiay-Ariari por cambios en el ambiente de sedimentación; el ambiente de depositación es predominantemente Marino.

3.1.2.3. Formación Guadalupe

Principalmente son areniscas blancas de ambientes marinos someros con intercalaciones menores de lutitas y algunas capas de limolitas, con presencia de trazas de calcita, glauconita y caolinita. Las arenas son claras translúcidas a blancas lechosas con tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesos, sub-angulares a sub-redondeados, pobre a regularmente sorteados. El contacto inferior de la formación lo constituye la Formación Gachetá y el contacto superior se encuentra discordante con las formaciones Barco - Los Cuervos y algunas veces con el Mirador.

La edad asignada a la formación se encuentra entre el Campaniano–Maastrichtiano; el ambiente de sedimentación es predominantemente de plataforma marina somera hacia el sector occidental, mientras que hacia el sector oriental los depósitos clásticos gruesos son indicadores de un ambiente sublitoral interno y externo.

3.1.3 Paleogeno y Neogeno:

Hacia la base se desarrolla una secuencia clástica la cual es asincrónica, siendo más joven a medida que se avanza hacia el borde oriental de la cuenca. Las formaciones del Paleógeno y el Neógeno son Barco - Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad, sin embargo, en el bloque de estudio se ha reportado solo Mirador, Carbonera, León y Guayabo, las características de estas formaciones son:

3.1.3.1 Formaciones Barco-Los Cuervos

Hacia la base se encuentran capas de areniscas duras de color blanco lechoso de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesas, sub-angulares a subredondeadas, de regular selección. En la Formación Los Cuervos encontramos arcillolitas pardas con lutitas grises y grises oscuras e intercalaciones de areniscas pardo-amarillentas, mal seleccionadas.

El máximo espesor encontrado de estas formaciones en el área es de 250 pies aproximadamente. Los contactos de estas formaciones son la Formación Guadalupe en la parte inferior y en la parte superior la Formación Mirador. Los contactos hacia la base y tope son generalmente discordantes. Se estima que la edad para las formaciones Barco - Los Cuervos es Paleoceno Superior. Se considera que en gran parte de la cuenca prevalecía un ambiente fluvial, mientras que hacia el Occidente prevalecía un ambiente litoral restringido.

3.1.3.2 Formación Mirador:

Esta Formación es uno de los principales reservorios de la cuenca Llanos Orientales, y el reservorio principal en los pozos que hacen parte del estudio de esta monografía, de edad Eoceno Inferior y de ambiente fluvio-deltaico, variando de canales fluviales a delta marginal, compuesta por principalmente por arena cuarzosa, hialina, menor translúcida; de grano grueso a medio, ocasionalmente se encuentra grano fino; los granos son subredondeados y localmente angulares; de granos sub-esféricos, localmente sub-elongados; de mala a regular selección. Se encuentran delgados niveles de arenisca cuarzosa, de color blanco grisáceo predominantemente, de dureza moderada, localmente friables, grano-soportada de matriz arcillosa, predominantemente de grano fino a muy fino, menor proporción grano medio; el cuarzo es hialino, subangular, de mala selección. Las evidencias de HC están presentes en areniscas bien seleccionadas de grano fino con escasa matriz, con buena porosidad y friables. Para efectos de una mejor delimitación geológica y del yacimiento, se divide esta Formación en los miembros Mirador Superior y Mirador Inferior, en los cuales se ha probado la presencia de hidrocarburos económicamente explotables, siendo los objetivos primarios en el desarrollo y exploración del campo. Presenta una variación de espesor entre 100 - 400 pies. La Formación Mirador se encuentra limitada basalmente por una inconformidad (que a su vez determina el hiato y activa la erosión del Eoceno Temprano-Eoceno medio) y hacia la parte superior está en contacto neto con la Formación Carbonera, aunque en algunas partes es discordante.

La edad de la Formación Mirador puede corresponder a Eoceno Inferior, aunque algunos autores consideran a la Formación Mirador como un miembro basal de la Formación Carbonera.

3.1.3.3 Formación Carbonera:

De edad Eoceno Superior-Mioceno Inferior de ambiente transicional entre continental a marino somero, (Cooper et al.1995, Royero 2001, en Bayona et al. 2009), está compuesta por ocho unidades litológicas numeradas del 1 al 8; las unidades designadas con número impar (C1, C3, C5, C7) tienen predominio de facies arenosas y las pares (C2, C4, C6 y C8) son predominantemente arcillosos y lutíticos. Para algunos sectores de la cuenca las Unidades arenosas impares más antiguas (C5, C7) se constituyen en reservorios principales o secundarios. Hacia el oriente de la cuenca se observa ausencia de las unidades más antiguas y sólo están presentes las unidades C-1 a C-5 reposando directamente sobre el paleozoico o sobre el basamento.

En algunos sectores de la cuenca de los Llanos orientales esta formación se divide operacionalmente en las siguientes unidades: Areniscas superiores, Lutita E (marcador regional correlacionable con la Unidad C2), C1, Areniscas de Carbonera, C2, Lutita E3, T1 y Lutita E4.

Compuesta por intercalaciones de arenas de color blanco a crema, de grano medio a grueso, menor fino, subangulares a subredondeados, de regular selección, arenisca cuarzosa, los granos de cuarzo de color blanco, gris muy claro, moderadamente consolidada a friable, subblocosa, grano-soportada con matriz arcillosa, con cemento silíceo, de buena selección; con lutitas que varían de color gris a gris verdoso y ocasionalmente gris oscuro, laminar a sublaminar, físil, ocasionalmente con intercalaciones delgadas de carbón y presencia de inclusiones micáceas, moderadamente firmes y arcillolitas de color gris claro a blanco, moderadamente firmes, generalmente no calcáreas, se observa pirita como mineral accesorio y como inclusiones.

3.1.3.4 Formación León:

De edad Oligoceno superior a Mioceno inferior y de ambiente deposicional marino a transicional (Cooper et al.1995, Royero 2001, en Bayona et al. 2009), constituida por una secuencia homogénea de lutita de color gris a gris verdosa, laminar, subfísil, con inclusiones de mica y fósiles, en ocasiones delgadas intercalaciones de carbón hacia la parte media de la formación predominantemente.

3.1.3.5 Formación Guayabo:

La edad de la Formación es Mioceno Superior a Plioceno, el ambiente deposicional es marino somero y continental (Cooper et al.1995, Royero 2001, en Bayona et al. 2009); compuesta por una intercalación de areniscas hacia el tope y arcillolitas con algunas intercalaciones de limolitas hacia la base.

Las areniscas son de color pardo amarillento, gris claro, pardo rojizo; los granos de cuarzo van de tamaño grueso hasta conglomerático; sub-angulares a sub-redondeados con pobre a regular selección, presenta abundante matriz arcillosa. Las arcillolitas son de color pardo rojizo, pardo amarillento, gris claro; blandas, solubles; localmente limosas; con inclusiones de granos finos de cuarzo suelto. Las limolitas son de color pardo rojizo, pardo amarillento; blocosas, firmes y no calcáreas.

4.1.3.6. Formación Necesidad

Compuesta por arcillas varicoloreadas y areniscas arcillosas de grano fino a conglomerático, poco consolidadas. La formación se pone en contacto hacia la base con la Formación Guayabo y hacia el tope se encuentra erosionado con rocas aluviales del Cuaternario. La edad de la formación data de Plioceno-Pleistoceno y su ambiente deposicional continental-fluvial.

3.1.4 Cuaternario:

El Cuaternario está compuesto por aluviones y terrazas de inundación.

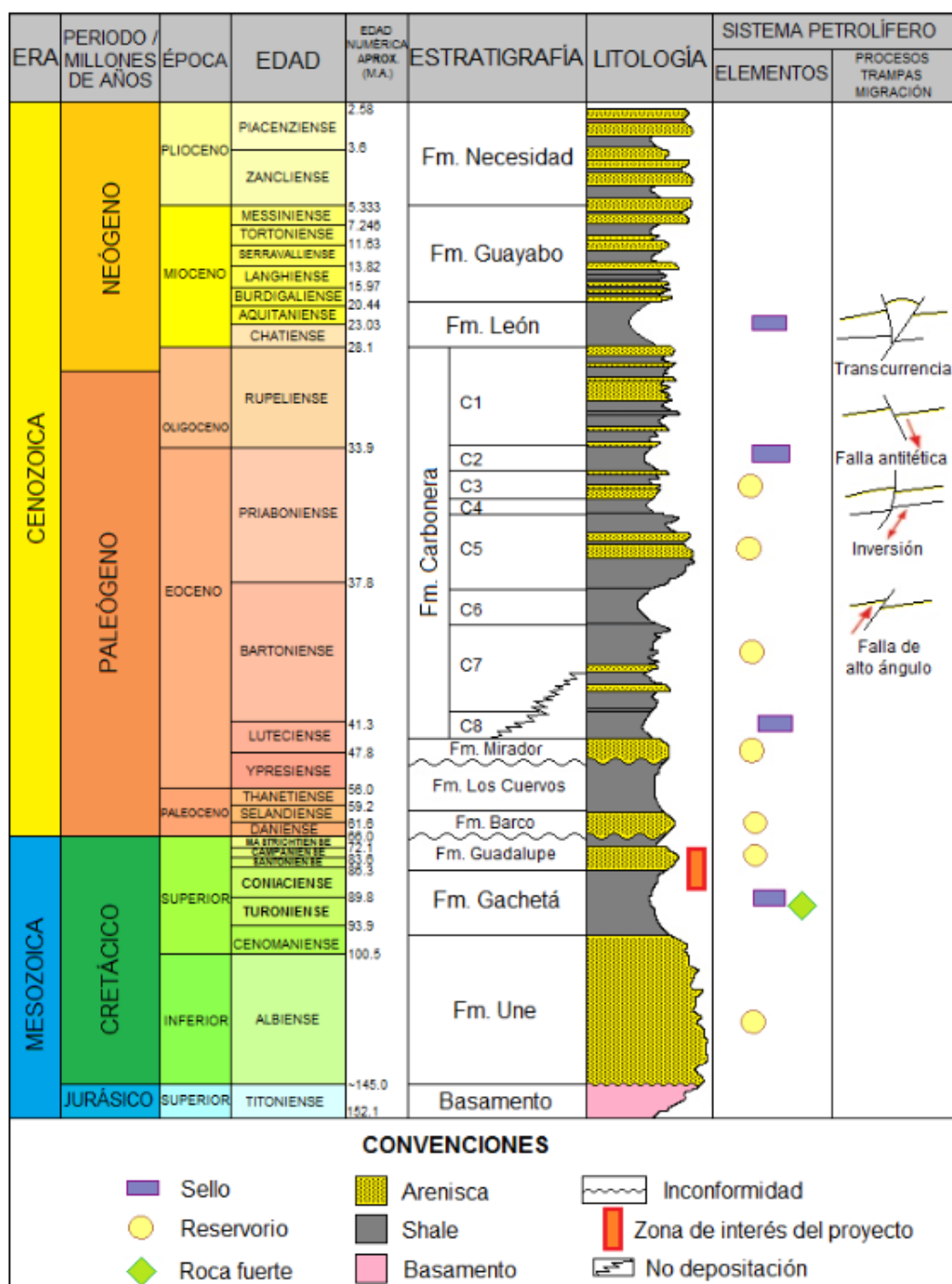


Figura 4. Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca llanos Orientales. Tomada de Ronda Colombia 2010, ANH.

3.2 Geología Estructural

La Cuenca de los Llanos es una cuenca Antepaís o Foreland, caracterizada por ser un vasto monoclinal con buzamientos regionales hacia el occidente con ángulos que varían entre 1 y 3 grados. Presenta un basculamiento hacia el oeste, la misma dirección en la que la columna estratigráfica se hace más potente (Piedemonte Llanero).

Las estructuras en la cuenca están asociadas a fallas normales antitéticas con fuertes componentes de rumbo, que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N 10° - 30° E, en los cuales se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N 40° que generan estructuras prospectivas de interés (Figura 5.3.1).

Se diferencian cinco provincias estructurales en la Cuenca (Ecopetrol S.A. – Beicip, 1995), las cuales se mencionan a continuación:

- Provincia de Arauca al norte de la cuenca, caracterizada por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. Con dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca.
- Provincia de Casanare en el centro de la cuenca, correspondiente a un gran monoclinal con predominio de fallas normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW.
- Provincia Oriental o del Vichada en el sector este de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero (Escudo de Guyana) está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas terciarias a recientes. El área corresponde a un monoclinal buzando hacia el oeste. Existen

también paleoaltos del Paleozoico o del basamento cristalino. Las fallas son normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW, semejantes a las de la provincia de Casanare, pero generalmente más suaves y escasas.

- Provincia del Piedemonte Llanero, resultado de la inversión estructural de una cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15 – 20 km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal.
- Para el estudio en mención nos referimos a la Provincia del Meta, localizada en el sector sur y sureste de la cuenca. Consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y La Macarena, de este a oeste, respectivamente. Se presenta una gruesa sección del paleozoico. El occidente de la provincia se caracteriza por una secuencia del Cámbrico – Ordovícico, correspondiente a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N-S. El frente de deformación descansa sobre el flanco NW del paleoalto de Vorágine. Este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales del Jurásico/Cretáceo tardío. En el oriente de la provincia predominan las fallas de orientación N-S, ya sean fallas normales o inversas. En el occidente, las estructuras se caracterizan por fallas inversas de dirección NE-SSW y pliegues asociados; fallas normales de dirección semejante y fallas de rumbo dextrales de dirección NE-SW; son posibles pliegues de arrastre. El área al oriente presenta fallas de rumbo de dirección N-S con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.

3.3 Sistema Petrolífero

El Sistema Petrolífero presente en la cuenca de los Llanos Orientales ha sido probado por una buena cantidad de pozos productores desde mediados del siglo pasado. Es un sistema rico en cuanto a su roca generadora, cuenta además con un conjunto de reservorios de excelentes características y con una historia de enterramiento y sobrecarga para producir hidrocarburos pesados y livianos. Así mismo hoy día se están estudiando las rocas generadoras como yacimientos de hidrocarburos no convencionales, principalmente las lutitas de la Formación Gachetá.

Las rocas generadoras de la cuenca son las lutitas de las formaciones Gachetá, en algunos sectores la Formación Los Cuervos y la Unidad C8 de la Formación Carbonera, las cuales cumplen los requisitos básicos como contenido de materia orgánica, entre el 1 al 3%, el Kerógeno tipo II y III, y la madurez necesaria para ser generadoras de hidrocarburos. Estas formaciones fueron depositadas en ambientes que varían de marino, continental a marino-continental, y comenzaron su deposición en el Cretáceo Inferior, pero la generación del hidrocarburo debió ocurrir en el Cretáceo Superior y su posterior migración sucedió antes de la Orogenia Andina, comprendida en los períodos Eoceno y Oligoceno. Luego de la Orogenia Andina, sucedió la última migración del hidrocarburo es decir del Mioceno a Pleistoceno.

El hidrocarburo que se tiene hoy en los Llanos Orientales es producto de la migración de este desde la Cordillera Oriental en dirección NW-SE para depositarse en rocas con buena porosidad y permeabilidad, lo cual se complementó con una serie de trampas estratigráficas y estructurales, así como las fallas predominantes en el área, .

La generación del hidrocarburo ocurrió desde dos sectores geográficos diferentes, a partir de varias rocas generadoras del Cretáceo inferior a superior Formación Fómeque y equivalentes (Tablazo para el VMM y Tibasosa para la cordillera Oriental), y de la Formación Chipaque y equivalentes (La Luna para el VMM y Churuvita para la Cordillera Oriental) respectivamente, el primer sector es el área de la actual Cordillera Oriental, antes del levantamiento de la misma, entre el Eoceno temprano hasta el Mioceno tardío; el segundo sector desde el piedemonte de la actual cuenca, flanco oriental de la cordillera oriental, entre el Mioceno tardío al Plioceno – Pleistoceno, posterior a la al levantamiento de la cordillera oriental, Figura 5.

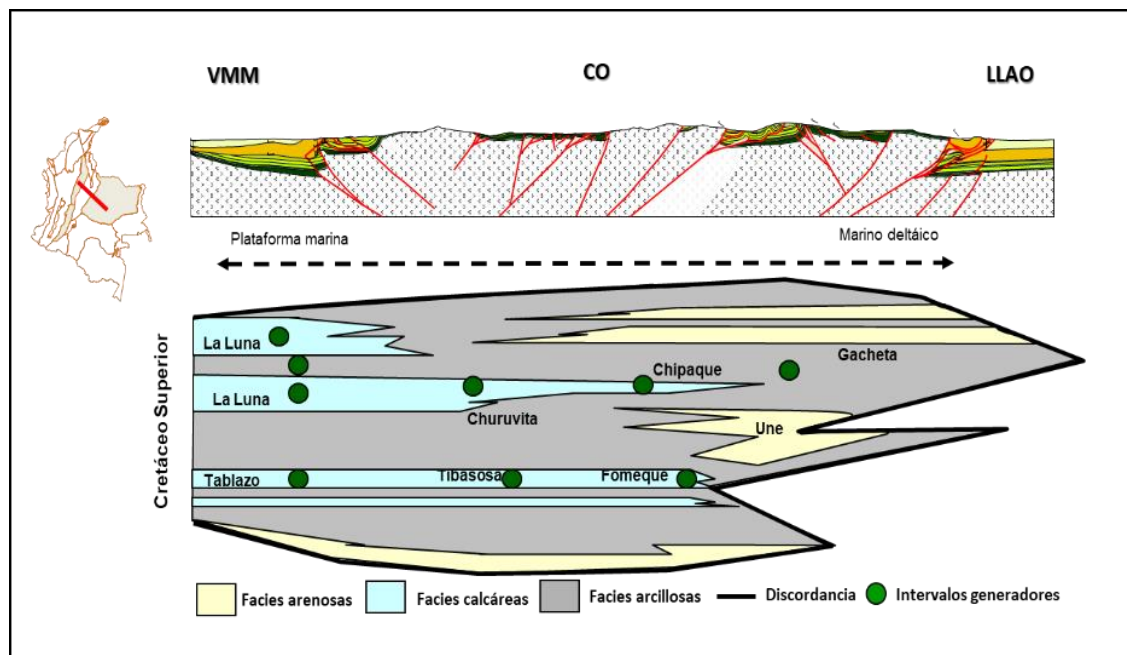


Figura 5. Esquema estratigráfico simplificado, en una sección NW-SE desde el Valle Medio del Magdalena, mostrando la asociación entre intervalos generadores y diferentes tipos de facies. (Esquema cronoestratigráfico basado en Rubio, 1997 y esquema estructural tomado de Linares (1999). Modificado de GEMS-2008. Tomado de presentación del Curso “Análisis y Modelamientos de Sistemas Petrolíferos y Generalidades Conceptuales de la Geoquímica de Rocas, Fluidos y Gases”, Geólogo Msc Iván A. Rodríguez D., Ecopetrol S.A., 2019.

En cuanto a la migración, se determina un primer pulso de larga distancia y duración que se extendió desde el Cretáceo tardío hasta el Oligoceno y un segundo pulso posterior a partir del Mioceno tardío, provenientes de facies proximales del Cretáceo Medio y el Paleoceno, donde encontró rocas almacén en las formaciones Guadalupe, Ubaque, Mirador, niveles arenosos de la Formación Carbonera, de buena porosidad y permeabilidad de acuerdo con las propiedades petrofísicas, figura 6.

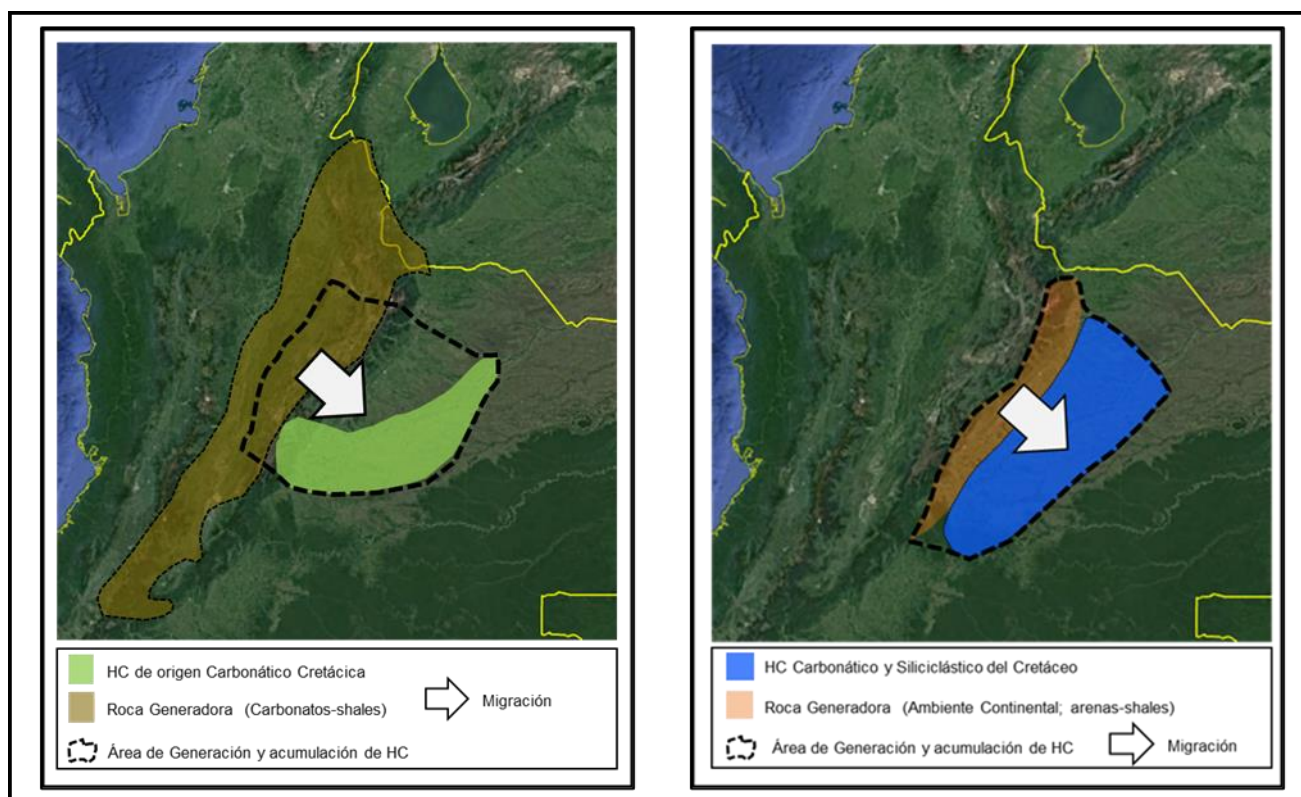


Figura 6. Ruta de migración del primer y segundo pulso de expulsión. Modificado por el autor, Tomado de presentación del Curso “Análisis y Modelamientos de Sistemas Petrolíferos y Generalidades Conceptuales de la Geoquímica de Rocas, Fluidos y Gases”, Geólogo Msc Iván A. Rodríguez D., Ecopetrol S.A., 2019.

Las trampas principalmente son de tipo estructural relacionadas a las fallas transpresivas, normales antitéticas, anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve,

también trampas estratigráficas de tipo pinchamiento, cuñas, barras y canales; combinadas estructural – estratigráficas asociadas a hidrodinamismo.

El principal sello regional está constituido por la Formación León, el cual tiene amplia distribución en la cuenca y es un sello efectivo (baja porosidad y permeabilidad vertical y horizontal, espesores mayores a 450 pies y conformado por lutitas y arcillolitas). Igualmente, en la Cuenca se cuentan con sello intra-formacionales representadas por los niveles de litologías finas (lutitas y arcillolitas) de las Formaciones Los Cuervos, Gachetá y Carbonera (Miembros C2, C4, C6 y C8).

Respecto a la Formación Mirador presenta buenas características de porosidad especialmente hacia la parte oriental, mientras que hacia el piedemonte la porosidad disminuye. El sello de este reservorio lo constituye el nivel lutítico basal de la Formación Carbonera conocido como C8.

La Formación Barco se puede identificar solamente en algunos lugares de la cuenca debido a la erosión ocurrida entre el Maastrichtiano Superior y el Paleoceno. Esta Formación también se considera un excelente reservorio Cretácico; la roca sello de la Formación Barco es el nivel lutítico de la Formación Los Cuervos, aunque algunas veces el conjunto C8 de la Formación Carbonera se comporta como sello, especialmente cuando éste aparece discordantemente sobre la Formación Barco. Igualmente sucede con la Formación Mirador. Los niveles arenosos de la Formación Carbonera también pueden contener hidrocarburo sellado por los niveles arcillosos de la misma.

4. Metodología

Para establecer la metodología de trabajo, se usó información de 33 pozos exploratorios y estratigráficos, que incluyen: Reportes de mudlogging, reportes de perforación, registros eléctricos, análisis y descripción de núcleos y pruebas dinámicas.

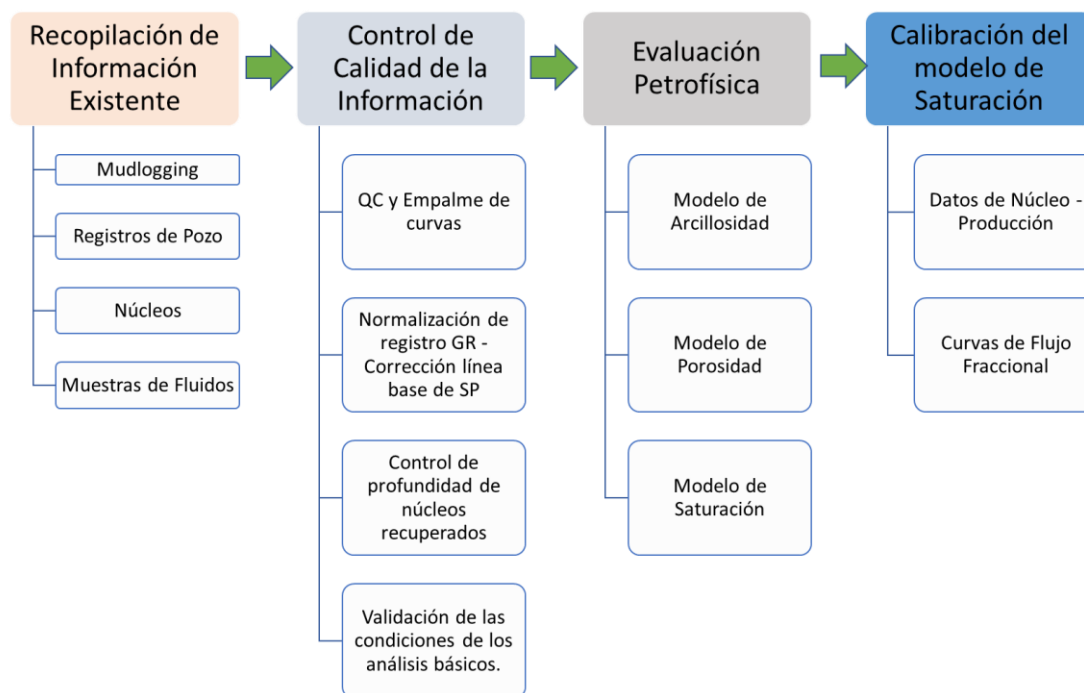


Figura 7. Esquema de la metodología empleada.

Después de la revisión de esta información, se determinó trabajar con 2 pozos (Pozo 20 y pozo 31), a una distancia el uno del otro de 9 km y que contaban con todos los registros básicos, con la mayor parte de registros especiales, en especial el que tenía el registro ADT, datos de núcleos y datos de producción.

4.1 Información Disponible

La información de utilizada para el desarrollo de este trabajo está relacionada con 33 pozos perforados de los cuales se tienen información de mudlogging, registros eléctricos, análisis

de núcleos y en algunos casos información de muestras de fluidos, a continuación, se presenta un mapa de ubicación de los pozos perforados, figura 8.

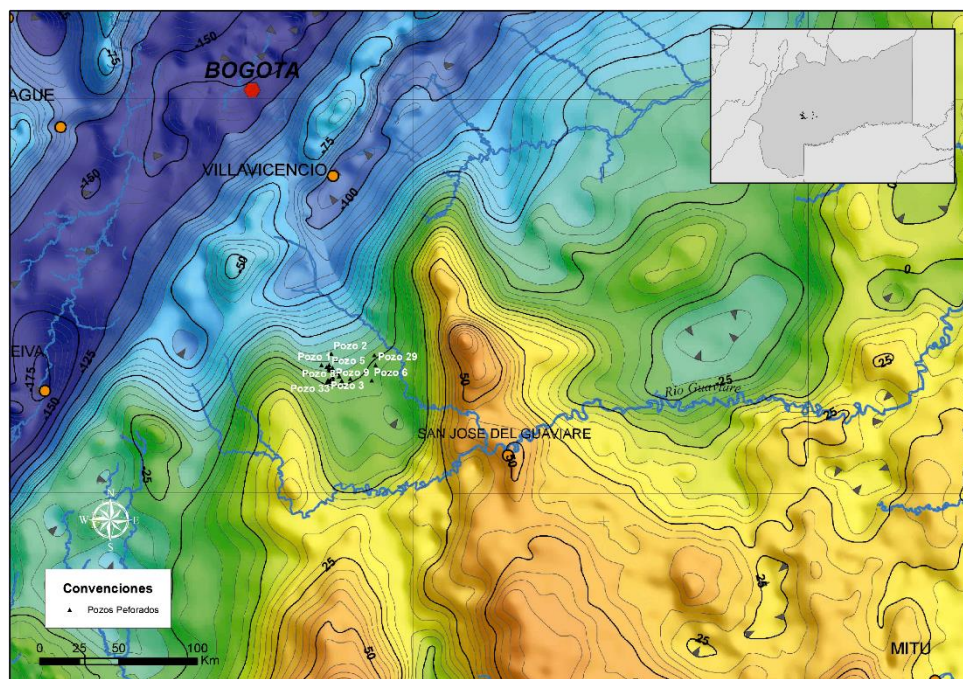


Figura 8. Mapa de ubicación de los pozos de estudio, sobre la anomalía de Bouguer. Modificado por el autor del Mapa de Anomalía de Bouguer Total (MABT) de la República de Colombia, ANH Versión 1.2 abril de 2010.

4.1.1. Información Mudlogging

Se tiene información de 33 pozos perforados en el área de estudio, los cuales contaron con la adquisición de información de operaciones de perforación, mediante la unidad de mudlogging, referidos a la descripción geológica de las formaciones perforadas y a los problemas operacionales a la adquisición de los registros eléctricos y a la toma de núcleos.

4.1.2. Registros eléctricos

Se utilizó la información de registros eléctricos de los 33 pozos perforados para el modelo petrofísico. La Tabla 1 muestra el detalle de los pozos usados en el modelo con información de registros básicos y especiales adquiridos.

Información Disponible de Registros Eléctricos																
Pozos	Rayos Gamma	Potencial Espontáneo	Cáliper	Densidad	Neutrón	Factor Fotoeléctrico	Resistividad			Registro Sónico	Registro de Imágenes	Resonancia Magnética	Registro Dieléctrico	Rayos Gamma Espectral	Espectroscopia	Puntos de Presión - Muestreo
							Tipo Inducción	Tipo Laterolog	Tipo Microesférico							
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																
26																
27																
28																
29																
30																
31																
32																
33																

DisponibleNo Disponible



Disponible



No Disponible

Tabla 1. Mapa de información disponible de los registros tomados en los pozos del área de estudio.

Los pozos utilizados para el modelo contienen un set de registros convencionales que incluyen: registro de rayos gamma (GR), registro de rayos gamma espectral (HNGS), potencial espontaneo (SP), registro de hueco Cáliper (HCAL-CALI), registro de resistividades de tipo inducción (AIT), de tipo latero log (HRLA), de tipo micro-esférico (MSFL); registro de densidad (RHOZ-RHOB), registro de factor fotoeléctrico (PEF-PEFZ), registro de neutrón (NPOR-TNPH-NPHI) y registro sónico (DTL). Adicionalmente, varios pozos cuentan con registros eléctricos especiales como: Registro Dieléctrico (ADT), Registro de Resonancia Magnética (MRX), Puntos de presión (MDT).

Los pozos horizontales o altamente desviados fueron registrados con herramientas de LWD (logging while drilling) adquiriéndose solo registro de rayos gamma (SGRC) y resistividades. Adicionalmente se tienen 3 muestras de agua de fondo obtenidas con los registros de MDT-Sampling y muestras tomadas en superficie del miembro Mirador Inferior en algunos pozos.

4.1.3 Información de núcleos

Se tiene la información de núcleos en 23 de los 33 pozos mencionados en la información de mudlogging y de registros, ya que el objetivo de corazonamiento fue la formación Mirador. A continuación, se presenta el resumen del corazonamiento y análisis adquiridos, Tabla 2.

Los análisis convencionales contienen datos básicos como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, densidad de granos, descripción sedimentológica, Core-Gamma, Registro fotográfico; los análisis especiales de núcleos tales como difracción de Rayos-X, Permeabilidades relativas, presiones capilares por inyección de mercurio (Sistema Mercurio-

Aire) y presiones capilares por centrifuga (Sistema Agua-Aceite sintético), así como propiedades eléctricas (Determinación de factores de Formación (FF), Índices de Resistividad (IR) y Capacidad de intercambio catiónico de las arcillas (CEC)).

Información Disponible de Análisis de Núcleos													
Pozos	Longitud Recuperada (ft)	Porosidad	Permeabilidad	Saturación Fluidos	Core Gamma	Registro Fotográfico	Densidad de Granos	Descripción Sedimentológica	Difracción de Rayos X	Permeabilidad Relativa	Presión Capilar	Humectabilidad	Propiedades Eléctricas
2	97,2												
4	63,3												
5	91,2												
6	85,9												
7	76,8												
8	99,1												
9	95,7												
10	100												
11	100												
12	92,8												
13	97,4												
14	83,1												
15	85,6												
16	91,1												
17	80,8												
18	91												
19	91,2												
20	58,5												
23	88,1												
27	88,4												
28	94,9												
29	83												
30	74,6												
31	77,5												

Disponible
No Disponible

Tabla 2. Mapa de información disponible de los análisis de núcleos tomados en los pozos del área de estudio.

4.1.4 Datos de Producción

Para la elaboración del presente trabajo se contó con la información del BSW de 2 pozos en producción.

4.2 Control de Calidad de la información:

La información de registros eléctricos fue cargada en el programa *Desicion Space Petrophysics®*, lo cual permitió organizar la información, previo al proceso de interpretación mediante los siguientes procedimientos, realizados por el grupo de Petrofísica de la organización, quienes son los responsables de la calidad de la información utilizada:

- QC y edición de curvas, control de profundidad para el empalme de las curvas de las diferentes secciones de cada pozo y correcciones ambientales.
- Índice de calidad de hueco (ICH), e índice de calidad de la información (ICI), para los pozos en mención este índice ICI estuvo entre el 68% y el 94%.
- Normalización de registro de rayos gamma (GR): este procedimiento se hace para asegurar la consistencia de la información, ya que, al tener información de varios pozos, estos se tomaron con diferentes compañías, a diferentes escalas, peso de lodo diferentes y la calibración de las herramientas usadas por las diferentes compañías pueden variar.
- Corrección de línea base del registro potencial espontaneo (SP), al ser un potencial eléctrico o un voltaje natural que surge debido a la diferencia de la interacción iónica entre los fluidos presentes en las formaciones y el lodo de perforación, indica la permeabilidad de las formaciones y es útil para estimar la resistividad del agua de formación. Establecer la línea base de “*Shale*” o intervalo impermeable (Schlumberger, 1991), determinando la deflexión negativa o positiva del registro;

esto es cuando la resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) es mayor que la resistividad del agua de formación (R_w) la curva del registro deflecha a la izquierda (negativa); cuando la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) es menor que la resistividad del agua de formación (R_w) la deflexión de la curva del registro es a la derecha, indica presencia de agua dulce.

- Control de profundidad de los núcleos recuperados, validación de las condiciones de confinamiento y sobrecarga para los análisis básicos.

5. Evaluación Petrofísica

Este tipo de yacimiento que se va a evaluar representa un desafío desde el punto de vista de caracterización petrofísica ya que la presencia de crudo pesado combinado con la baja salinidad del agua de formación enmascara la respuesta de la resistividad dificultando la identificación de zonas de petróleo y zonas de agua. La somerización del yacimiento, mostrando un bajo grado de consolidación de la roca hace que las propiedades eléctricas no representen los valores clásicos para estos tipos de litología.

La interpretación fue realizada a partir del empleo de los registros básicos de los pozos corazonados en el área, la cual incluyo la integración de los de los registros especiales MRX, MDT, ECS, DSI y el registro dieléctrico ADT, así como la integración datos básicos de propiedades eléctricas de los núcleos.

El modelo petrofísico contiene la información principal como referencia para el cálculo de las propiedades petrofísicas Volumen de Arcilla (VCL), Porosidad Efectiva (PHIE) y Total

(PHIT) y Saturación de agua (S_w), los cuales están calibrados con los resultados de todos los análisis básicos de los núcleos y los resultados de registros especiales adquiridos.

A continuación, se presentan las características principales de cada método de cálculo empleado, para estimar las propiedades promedio para la sección estratigráfica completa de la Formación Mirador.

Se determinaron los pozos 20 y 31 ya que contaban con todos los registros básicos, con la mayor parte de registros básicos especiales (registro ADT en el pozo 20), datos de núcleos y datos de producción. Para la evaluación petrofísica se utilizó el programa *Desicion Space Petrophysics®*.

5.1 Modelo de Arcillosidad

5.1.1 Cálculo del Volumen de Arcilla (Vshale):

El volumen de arcilla se calcula usando el índice de arcillosidad, donde hay proporcionalidad entre las lecturas del registro de rayos gamma y la arcillosidad presente, dado a continuación en la ecuación (1):

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Donde,

V_{sh} = Volumen de arcilla (fracción)

GR log = Lectura de rayos gamma a la profundidad de interés, GAPI

GR min = Lectura de rayos gamma mínima de la formación de interés, GAPI

GR máx. = Lectura de rayos gamma máxima de la formación de interés, GAPI

El registro de rayos gamma espectral que se adquirió en la gran mayoría de los pozos perforados y que separa la radioactividad natural de la roca en sus componentes básicos de Torio, Potasio y Uranio, detecta la contribución individual de estos componentes al valor total de registro Rayo Gamma, adicional a esto la relación entre Torio y Potasio nos permitió corroborar la presencia de minerales de arcilla como Caolinita y Clorita asociadas al Torio, figura 9.

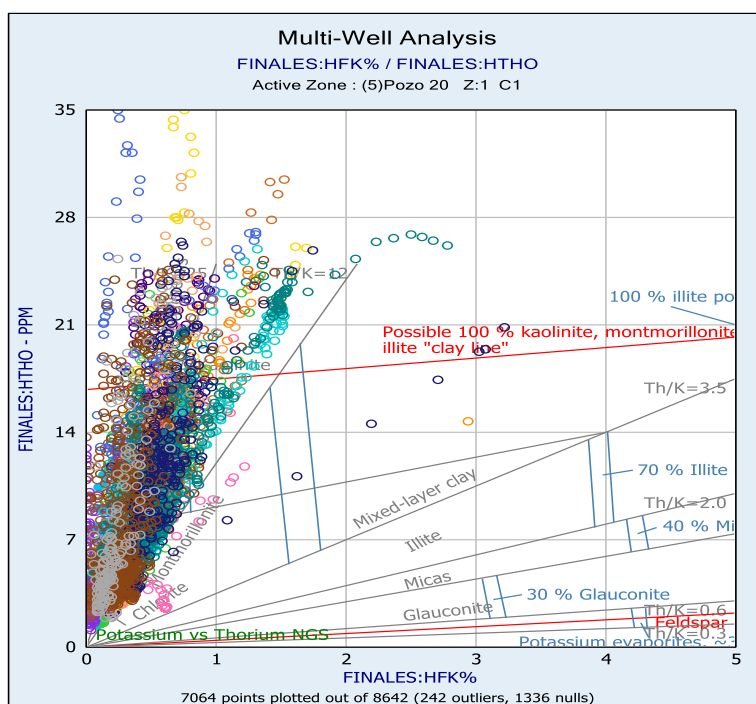


Figura 9. Identificación de minerales presentes en la Fm Mirador a partir del grafico CP-19 de SLB;Error! No se encuentra el origen de la referencia..

El empleo de las relaciones Torio/Potasio, permitió caracterizar la distribución vertical de arcillas en los pozos. Se pudo observar también que las 2 unidades de la Fm Mirador eran

paquetes de arenas limpias, adicional los registros básicos de Densidad – Neutrón de la figura 10, muestran el acercamiento de las 2 curvas indicando la baja arcillosidad de las 2 unidades.

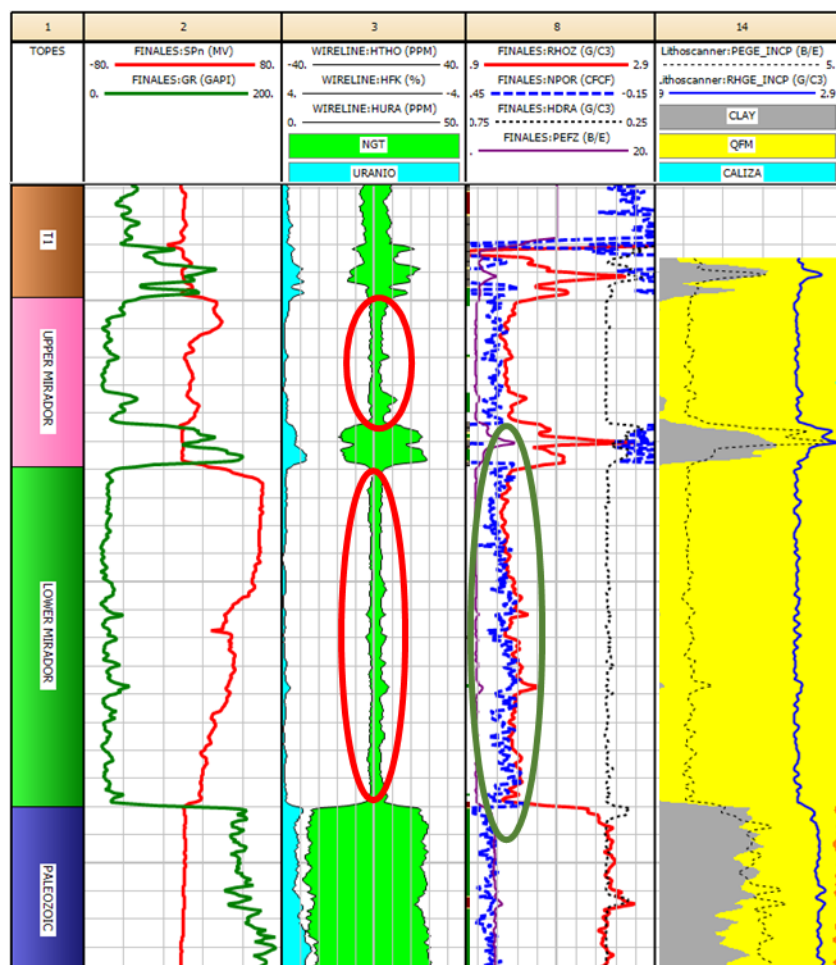


Figura 10. Relación Th/K, track 3, indicando la baja arcillosidad de las 2 unidades de interés, en el track 5, las curvas de Densidad – Neutrón, confirman la baja arcillosidad.

5.2 Modelo de Porosidad

5.2.1 Porosidad Total:

La porosidad fue calculada de los registros densidad-neutrón que fueron adquiridos en el set básico de todos los pozos incluidos en el modelo. Se utilizó la curva de neutrón NPOR que contiene las correcciones ambientales por temperatura, tamaño de hueco, mudcake, salinidad

del fluido en el pozo, que aplican para este yacimiento. Adicional a estos registros básicos, algunos pozos tenían información de registros DRX (Lithoscanner), como se observa en el track 14 de la figura 11, confirman la densidad de la matriz (arena).

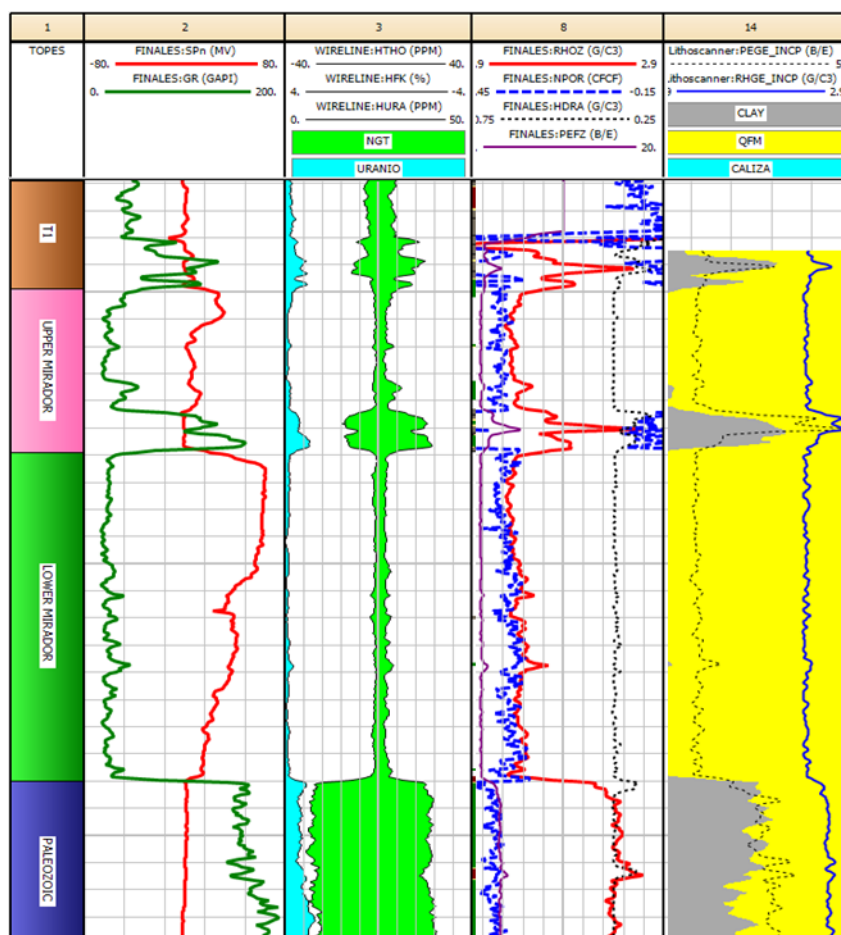


Figura 11. Track 14, las curvas PEGE, *Grain Photoelectric Factor*, indicando un valor promedio de 1,8 (B/E) y la curva RHGE, *Grain Density*, indicando un valor promedio de 2,6.

Se utilizó una densidad de matriz fija de 2.65 g/cc que corresponde a areniscas de acuerdo con lo mencionado anteriormente, esta densidad de grano fue verificada luego con los análisis básicos de núcleo, en donde la misma oscila entre 2.63-2.65 g/cc en los intervalos donde se considera hay predominantemente cuarzo-arenitas, figura 12.

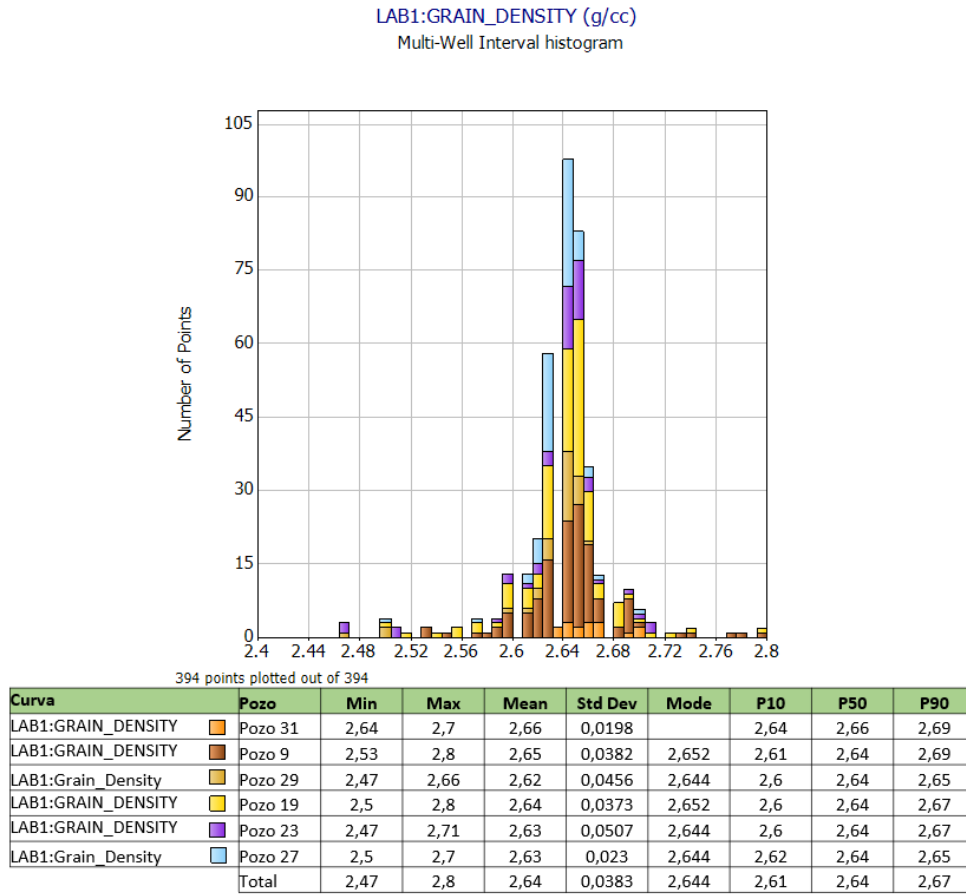


Figura 12. Densidad de grano de los análisis de núcleos.

A continuación, la ecuación (2), cálculo de la porosidad por registro de densidad:

$$\phi_{total} = \frac{2.65 - \rho_b}{2.65 - \rho_f} \quad (2)$$

$$\phi_{total} = \phi_{Densidad}$$

Donde,

ρ_b = Valor en el registro de densidad en la profundidad de interés.

ρ_f = Valor de la densidad del fluido.

5.2.2 Porosidad Efectiva:

Para el cómputo de la porosidad efectiva, se usa la arcillosidad computada en el intervalo de interés y se usa la siguiente relación, ecuación (3):

$$PHIE = PHIT * (1 - Vsh) \quad (3)$$

A continuación, se presenta un crossplot, figura 13, de la porosidad efectiva calculada a partir de los registros de densidad y neutrón comparado con la porosidad efectiva medida en núcleos a presión de confinamiento del intervalo evaluado, donde se observa una correlación de los datos. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

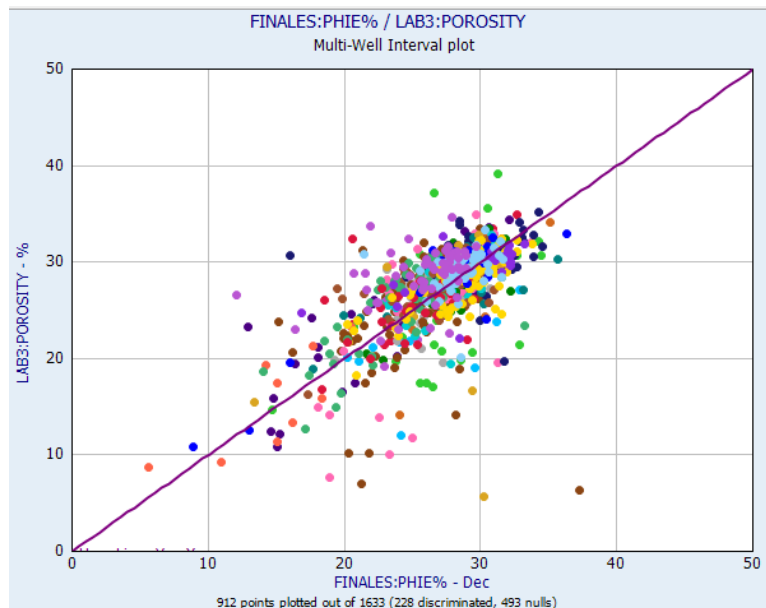


Figura 13. Crossplot multipozo Porosidad Efectiva por Registros Vs Porosidad Efectiva núcleos @ presión de confinamiento.

5.3 Modelo de Saturación

Para la estimación de la saturación de agua (S_w), se determinó:

- Resistividad del agua de formación (R_w), usando registro SP y Diagramas Pickett, Análisis de aguas de formación.

- Propiedades eléctricas a partir de los núcleos.
- Empleo de registros resistivos tipo Laterolog para calculó una Resistividad de agua de formación aparente.
- Ecuaciones para determinar modelo de S_w .

Para la calibración de resultado de S_w se emplearon los datos de saturación de fluidos de núcleos (métodos Dean Stark/Retorta) y la información de del registro dieléctrico ADT.

5.3.1 Resistividad De Agua De Formación (R_w)

- **Empleo del registro SP/Diagramas de Pickett**

El reservorio presenta la particularidad que el agua connata tiene un amplio rango de salinidad a lo largo de la formación Mirador, que oscila entre los 2500 ppm en el miembro superior hasta 100 ppm en el miembro inferior.

Esta variabilidad de la salinidad se verifica a partir del registro SP, de todos los pozos, a lo largo de la formación, donde se observan deflexiones positivas asociadas a contrastes en salinidad en todas las arenas. Utilizando el R_{weq} se obtiene el R_w utilizando el chart SP-2 “*R_{weq} versus R_w and Formation Temperature*” (Schlumberger®), se puede acotar en los rangos presentados de 0.5 a 5 Ohm-m, Los datos en su mayoría caen en el área demarcada en amarillo, figura 14.

Una limitante importante en la metodología de las gráficas de Pickett, es cuando se asume una saturación al 100% agua en los cuerpos arenosos analizados y esto no se cumple ya que los reservorios tienen hidrocarburos, lo cual no permite determinar una variación en la R_w dentro de un mismo cuerpo de arena.

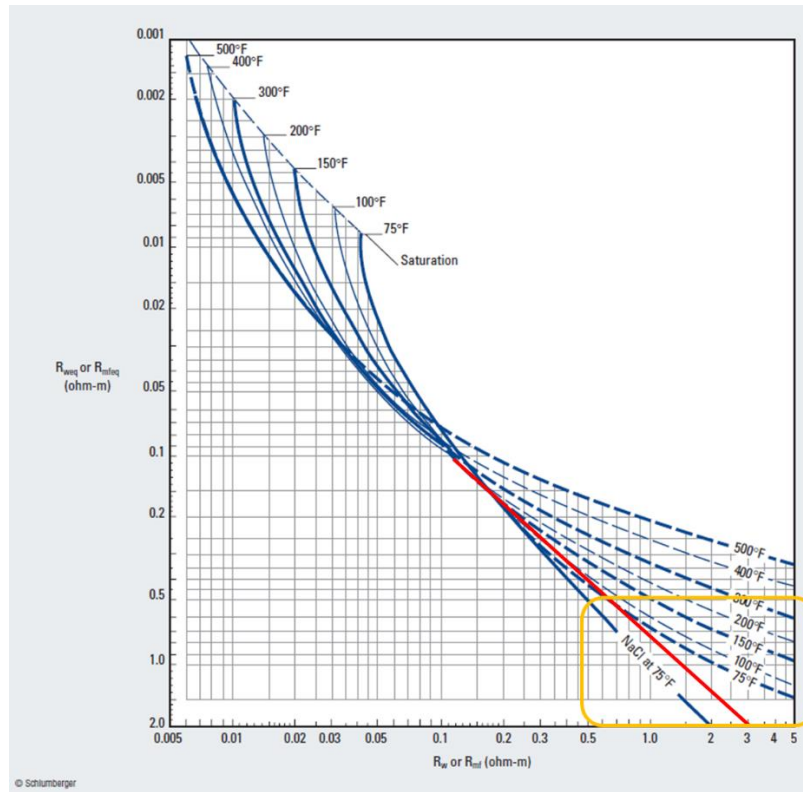


Figura 14. Rango de R_w presentes en el área de estudio, a partir del cómputo con el registro de potencial espontáneo (SP).

- **Empleo De Análisis De Aguas**

Se revisó la información correspondiente a los análisis de agua de formación disponibles, donde la mayoría de estos fueron realizados sobre muestras de agua tomadas en superficie. De acuerdo con el control de calidad realizado se observó que existe una diferencia amplia de las salinidades reportadas y la medición directa de resistividades en el laboratorio, convertidas ambas a concentración de NaCl. También se evidenció que las muestras de agua de superficie presentan pérdidas de salinidad y se ubican alrededor de 200 ppm o menos, mientras que las muestras de agua tomadas en fondo oscilan entre 600-1000 ppm; esta

pérdida de salinidad puede estar asociada a cambios en presión, temperatura, contacto con la tubería, precipitación de sales, contaminación de la muestra, en el viaje a superficie.

Para las arenas del Mirador superior no se usarán las salinidades de muestras de superficie para el cálculo de saturación de agua por ser muy bajas, ya que eso podría representar una sobreestimación de S_w . Para el caso de las arenas del Mirador Inferior las muestras de fondo han revelado que estas aguas son demasiado dulces por efecto de recarga de agua por hidrodinamismo, Tabla 3.

Pozo	Fm / Unidad	Rw @ 77°F Reportada	Salinidad (mg/l) Reportada
30	Mirador Inferior	5,12	1046
22	Mirador Inferior	7,66	665
22	Mirador Inferior	7,75	601

Tabla 3. Muestras de agua seleccionadas para el cálculo de S_w .

5.3.2. Determinación de las propiedades eléctricas

Se realizó una adquisición de información de propiedades eléctricas de roca con muestras de núcleos con el fin de conocer el exponente de saturación (n) y el factor de cementación (m). Estos valores se pueden observar por pozo en la Tabla 3.

POZOS	Propiedades Eléctricas		
	a	m	n
Pozo 5	1	1,74	1,74
Pozo 20	1	1,73	1,78
Pozo 30	1	1,75	1,79
Pozo 2	1	1,84	1,86
Pozo 4	1	1,74	1,76
Pozo 7	1	1,66	1,72

Pozo 18	1	1,69	1,73
Pozo 19	1	1,69	1,73
Pozo 8	1	1,8	1,8
Pozo 11	1	1,78	1,79

Tabla 4. Propiedades eléctricas obtenidas de los núcleos tomados en los pozos relacionados.

5.3.3. Empleo de registros resistivos tipo Laterolog para cálculo de R_w aparente:

Los registros eléctricos usados fueron los de tipo Laterolog (HRLA). Estos registros fueron preferidos por encima de los registros de tipo Inducción ya que estos registros tienden a saturarse, adicional el ambiente de salinidades muy bajas del yacimiento sumado a las altas impregnaciones de aceite vistas en los núcleos. Sin embargo, por las resistividades observadas en las zonas de interés (entre 100 – 200 Ohmm), la respuesta de la herramienta de Inducción está por debajo del límite de saturación (400- 500 Ohmm), identificándose que la respuesta es similar a la resistividad tipo laterolog pero con mejor resolución vertical.

Basado en la metodología convencional para calcular la R_w aparente (R_{wap}), se toma en cuenta la ecuación de Archie, asumiendo una saturación de agua del 100%, $a=1$ y $n= 2$, se puede generar la siguiente ecuación (4):

$$R_{wap} = \phi^m \times R_t \quad (4)$$

Donde:

R_{wap} : Resistividad de Agua de formación aparente

ϕ : Porosidad total

m : Exponente de cementación

R_t : Resistividad total de la formación tomado del registro Laterolog (HRLT).

Basado en la respuesta de resistividad del registro Laterolog y los R_{mf} medidos en campo, se determinó que el contraste R_{mf} y R_w se encuentra entre 1.3 y 1.4.

5.3.4. Determinación de la Ecuación de Saturación de agua (S_w)

En la determinación de saturación de agua, se decidió utilizar 3 modelos para hacer la comparación, el método convencional a partir del cálculo de la resistividad del agua de formación aparente (R_{wap}), la ecuación de Archie para arenas limpias y la ecuación modificada de Simandoux para ambientes de arenas con baja salinidad.

5.3.4.1. Ecuación de Archie

Para la obtener la saturación de agua total S_w se utilizó la ecuación de Archie, 1942, ecuación (5), de acuerdo con los valores de arcillosidad observados en las 2 unidades de interés, esta ecuación funciona para las arenas limpias; los valores de a , m y n , son los obtenidos de los núcleos para de acuerdo con la tabla 5.

$$S_w = n \sqrt{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}} \quad (5)$$

Dónde:

S_w : Saturación de agua total (Fracción)

a : Factor de tortuosidad (Adimensional)

R_w : Resistividad del agua (Ohm*m)

ϕ : Porosidad total (Fracción)

m : Exponente de cementación (Adimensional)

R_t : Resistividad total de la formación (Ohm*m)

n : Exponente de saturación (Adimensional)

5.3.4.2. Ecuación de Simandoux Modificada

El uso de esta ecuación se debe a la presencia de arenas en ambiente de baja salinidad, de acuerdo con Hari Kumar (2010), donde realiza la comparación de las ecuaciones más comúnmente usadas en arenas de ambientes de baja salinidad presentadas en la literatura:

Indonesian y Simandoux, por el uso práctico de rangos de m, n y valores de la resistividad de la arcilla húmeda, que puede ser leída directamente de registros.

La ecuación de Simandoux modificada, tiene en cuenta el efecto de la arcillosidad en el cómputo de la saturación dentro de la ecuación original de Simandoux, se presenta a continuación:

$$S_w = \frac{\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \pm \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + 4 \times \frac{\phi^m}{a(1-V_{sh}) \times R_w \times R_t}}}{\frac{2 \times \phi^m}{a \times (1-V_{sh}) \times R_w}} \quad (6)$$

Donde,

Vsh: Volumen de arcilla

Rsh: Resistividad de la arcilla húmeda

Rw: Resistividad del agua de formación @ Temperatura de yacimiento

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

Ø: Porosidad efectiva

Rt: Resistividad total de la formación.

Todas las variables de la ecuación de Simandoux modificada a excepción de la Resistividad de la arcilla húmeda (Rsh) son conocidas debido al cómputo de otras propiedades petrofísicas, como es el caso del volumen de arcilla y la porosidad efectiva, por los registros eléctricos directamente como es el caso de la resistividad total de la formación que proviene de la lectura realizada por la herramienta de resistividad tipo laterolog y del análisis de núcleos como es el caso de los exponentes de saturación (n) y exponentes de cementación (m).

5.3.4.2.1. Determinación del valor de Rshale

El valor de resistividad de wet clay, se leyó directamente de graficos VCL Vs Rt. El valor de Rt se tomó del registro laterolog. A continuación, se presentan algunos de los resultados obtenidos del valor de arcilla húmeda tomada por registros para cada arena. Figura 15.

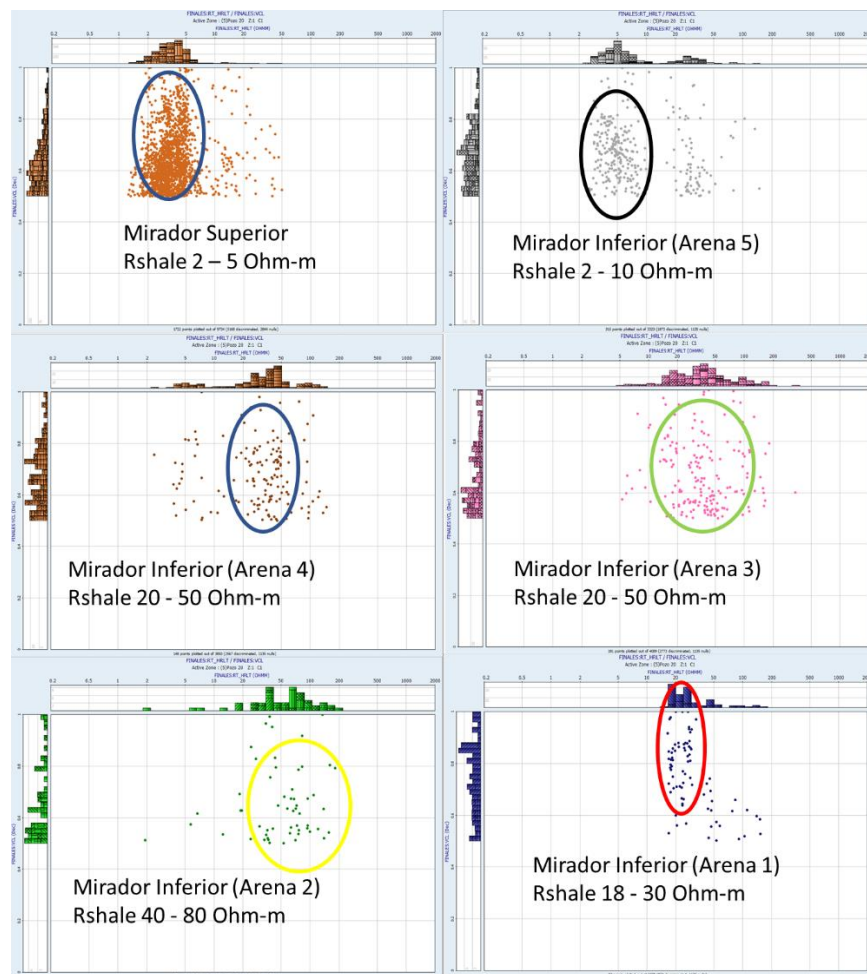


Figura 15. Crossplots de Resistividad vs Volumen de arcilla, VCL vs Rt, para la Fm Mirador miembro Superior y Miembro inferior, en este pozo se pudo identificar 5 cuerpos arenosos.

5.3.4.3 Determinación de Sw aparente (Swap) por Rw aparente (Rwap)

Tomando la ecuación de Archie, ecuación (5) y sustituyendo la Rwap de la ecuación (4), se considera un Ro (Resistividad de una zona de agua 100% saturada) y a=1, se obtiene la ecuación (7)

$$Swap = n \sqrt{\frac{a \times R_{wap}}{\phi^m \times R_t}} \quad (5)$$

$$Swap = \left(\frac{R_o}{R_{wap}} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (7)$$

Swap: Saturación de agua aparente

Rwap: Resistividad de agua de formación aparente

Ro: Resistividad de una zona de agua 100% saturada

n: Exponente de saturación (Adimensional)

5.3.5. Comparación de Modelos de Saturación

A continuación, se presenta la comparación de los modelos de saturación, para el pozo 20. El primer modelo es con la ecuación de Archie, en el track 9 de la figura 16, se observa la curva del modelo de saturación de Archie, curva **SwArch**, en el track 10 se observa la calibración del modelo con la curvas de saturación del registro Dieléctrico (ADT), la curva roja **SWXD_ADT** (Deep) y la curva negra a trazos **SWXS_ADT** (Shallow).

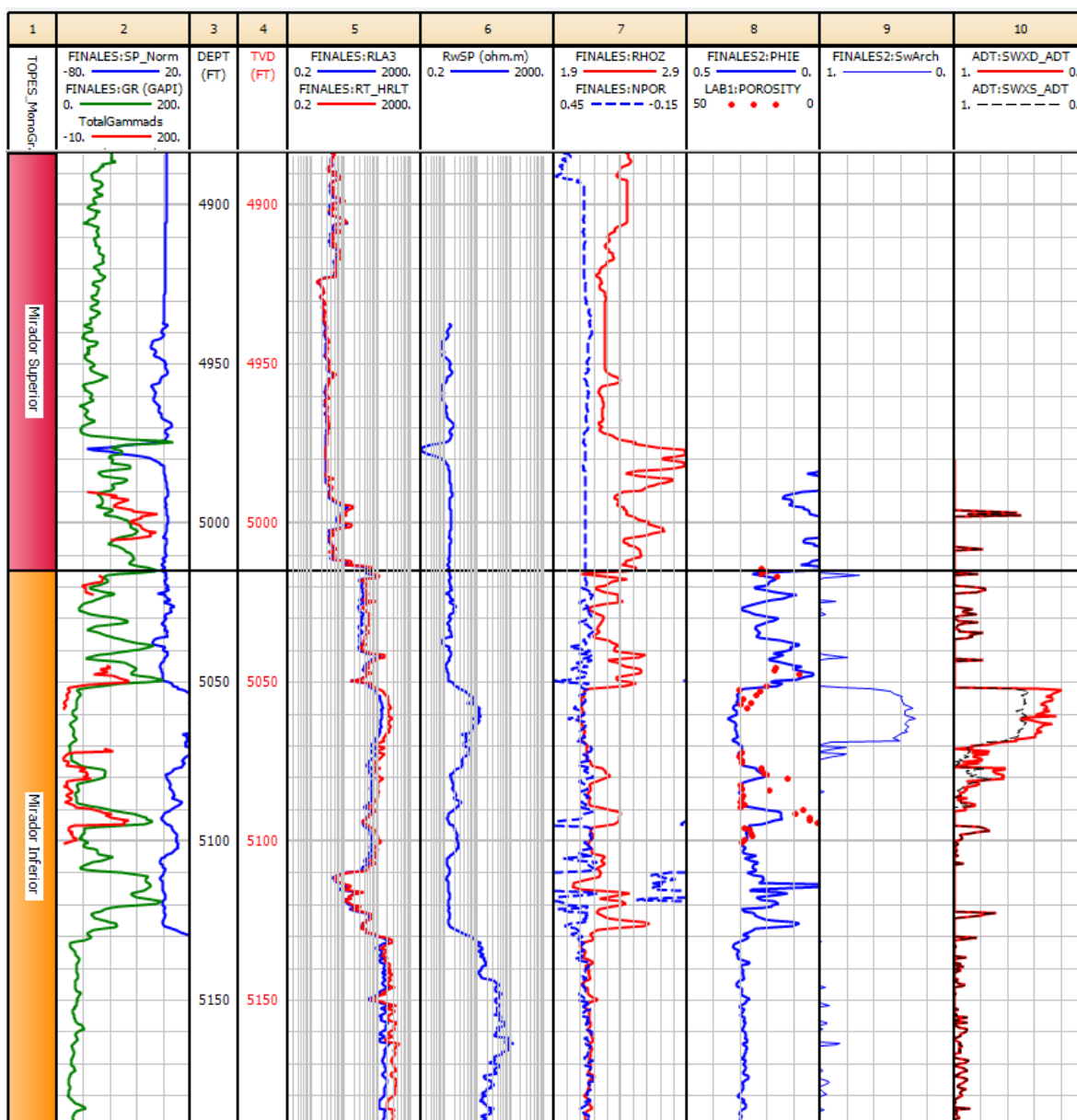


Figura 16. Plot final pozo 20, en el track 9 se observa la curva de Sw del modelo de Archie.

El segundo modelo es con la ecuación de Simandoux modifica, en el track 9 de la figura 17, se observa la curva **SwModSim** del modelo, en el track 10 se observa la calibración del modelo con la curvas de saturación del registro Dieléctrico (ADT), la curva roja **SWXD_ADT** (Deep) y la curva negra a trazos **SWXS_ADT** (Shallow), al igual que con el modelo de Archie.

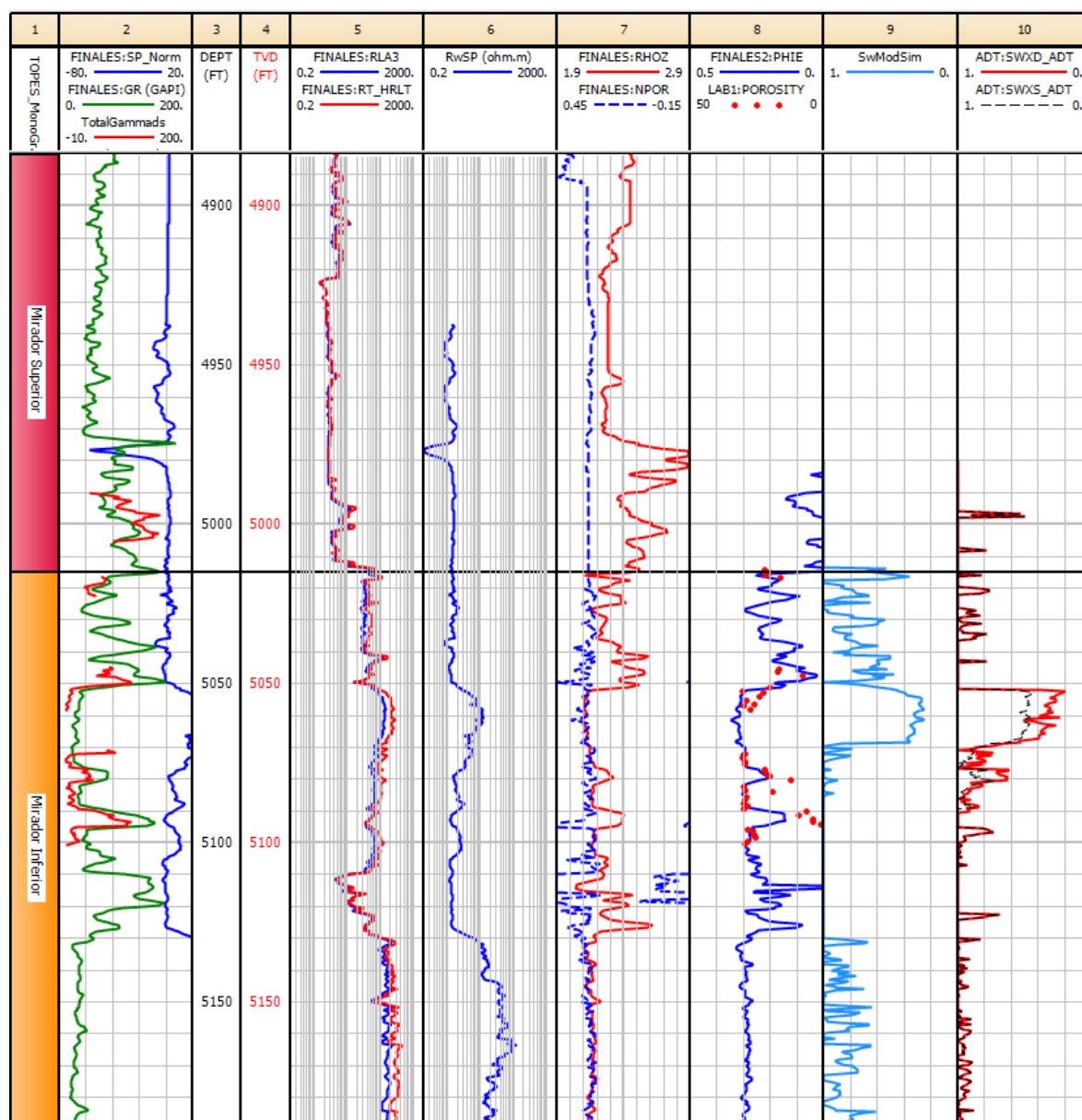


Figura 17. Plot final pozo 20, en el track 9 se observa la curva de Sw del modelo de Simandoux Modificada.

El tercer modelo es de la saturación de agua de formación aparente (Sw_{ap}) con el cálculo de la resistividad de agua aparente (R_{wap}), se observa la curva roja **SWARWA** del track 8 de la figura 18, los valores observados están entre 5 al 6 %, la diferencia es que debajo del intervalo de interés los valores continúan bajo a diferencia de los 2 modelos anteriores que se puede observar una zona de petróleo bien definida.

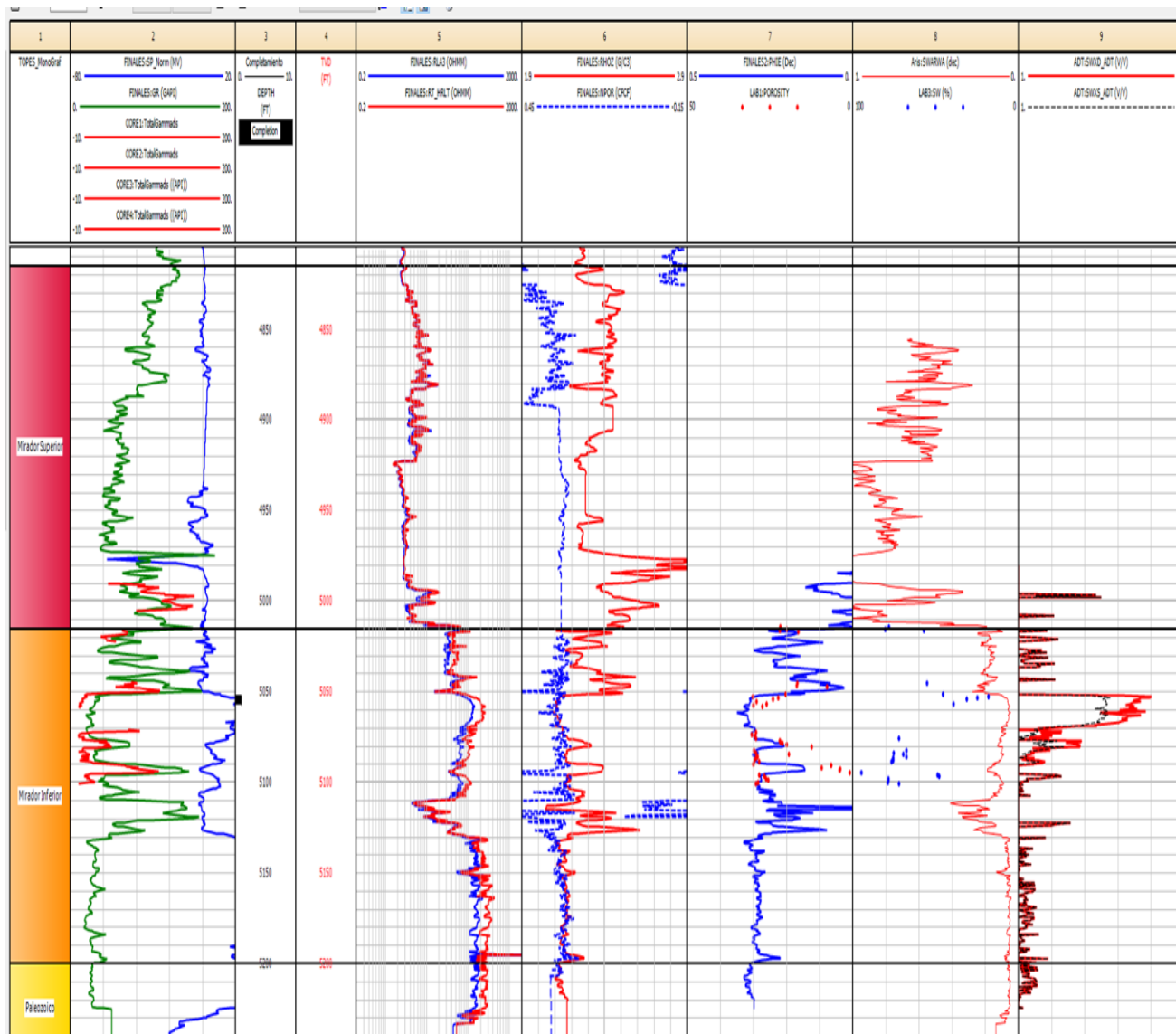


Figura 18. Plot final pozo 20, en el track 8 se observa la curva de S_w del modelo de Swap calculada a partir de la R_{wap} .

Los tres modelos se superponen y se puede observar la gran diferencia de los perfiles de saturación, track 9 de la figura 19. Para los siguientes análisis se tomarán los modelos de Archie y de Simandoux modificada debido a que la diferencia es baja en la zona de petróleo.

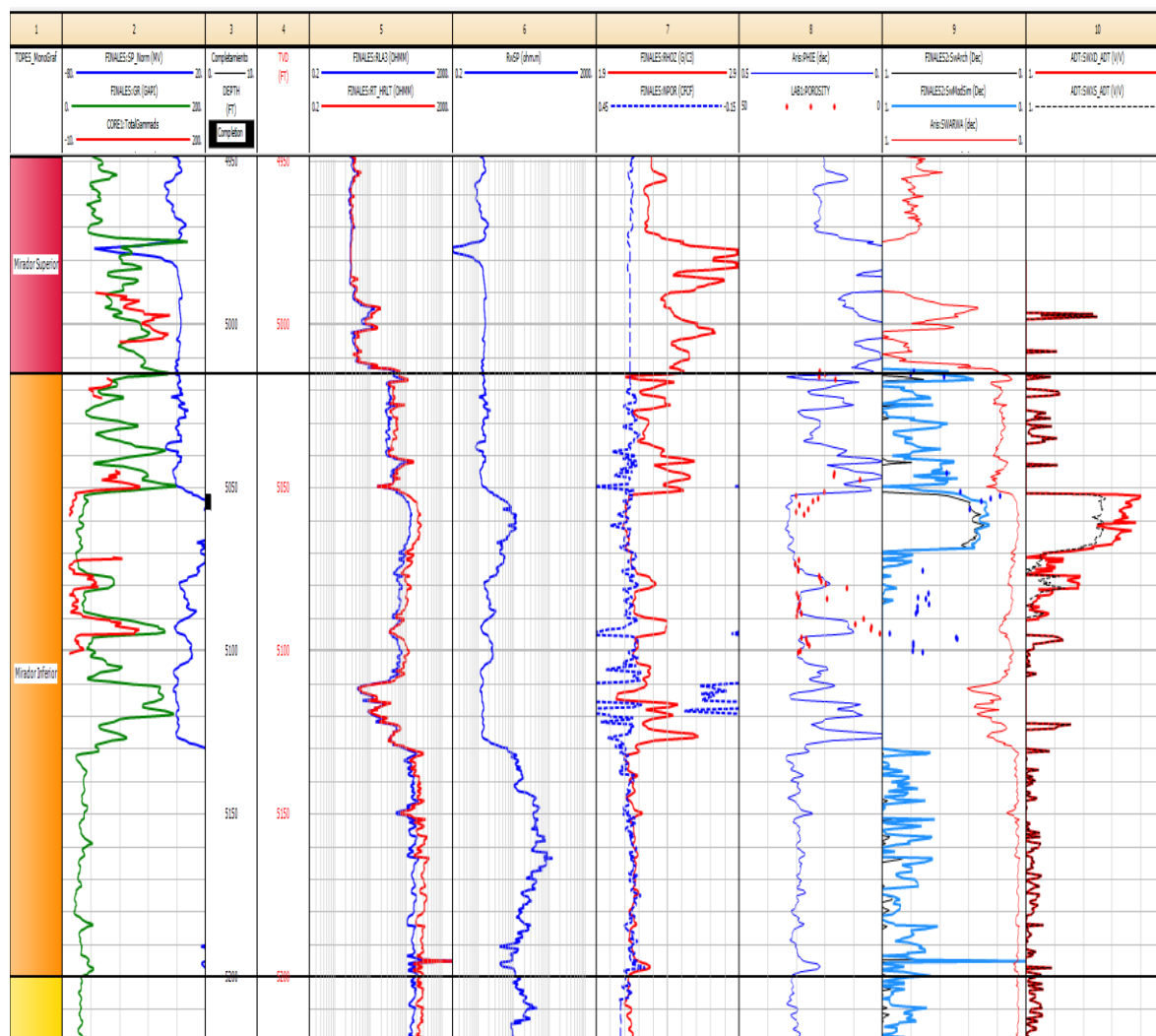


Figura 19. Plot final pozo 20, en el track 9 se observan las curvas de S_w de los tres modelos propuestos.

Al superponer los dos modelos, se puede observar que hay una diferencia notable entre ellos, sombreado azul claro de la figura 20, adicional se colocó en el mismo track la información de saturación de los núcleos tomados para ese mismo pozo, se puede observar cierta correspondencia de los datos hacia el tope; esta diferencia en los dos modelos nos podría generar una sobreestimación de saturación de fluidos a la hora de hacer los cálculos de petróleo original en sitio (POES), la calibración de los modelos se realizara utilizando la

información de las permeabilidades relativas de los datos SCAL y de la información del corte de agua de pozos en producción.

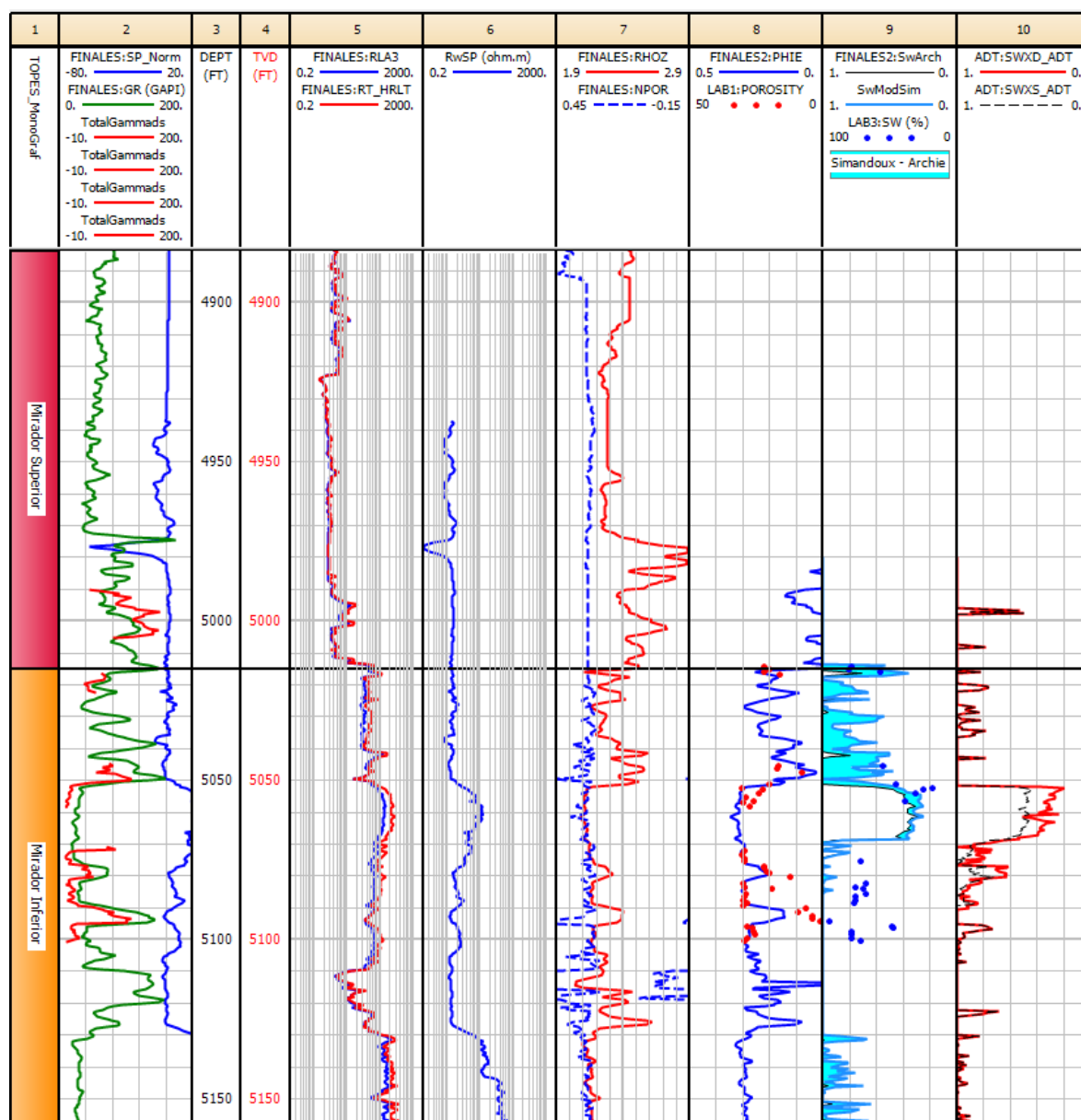


Figura 20. Comparación de los 2 modelos usados y los datos de núcleo.

5.4 Calibración del Modelo de Saturación

Para la calibración del modelo de saturación, se hace con base en las gráficas de flujo fraccional a partir de las permeabilidades relativas provenientes de los datos SCAL de los núcleos y de los datos de corte de agua de 2 de los pozos de producción, pozo 20 y pozo 31.

5.4.1. Permeabilidades Relativas

Las permeabilidades relativas que fueron tomadas de los núcleos de los 2 pozos mencionados anteriormente, figura 21 y 22, se muestran a continuación:

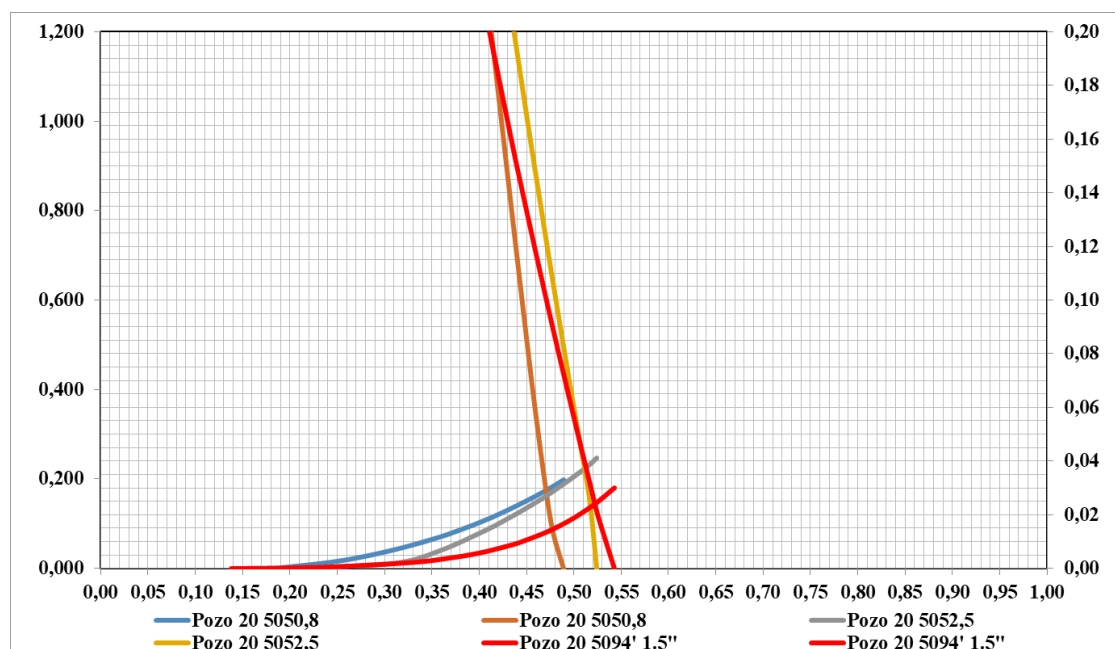


Figura 21. Permeabilidades relativas del pozo 20.

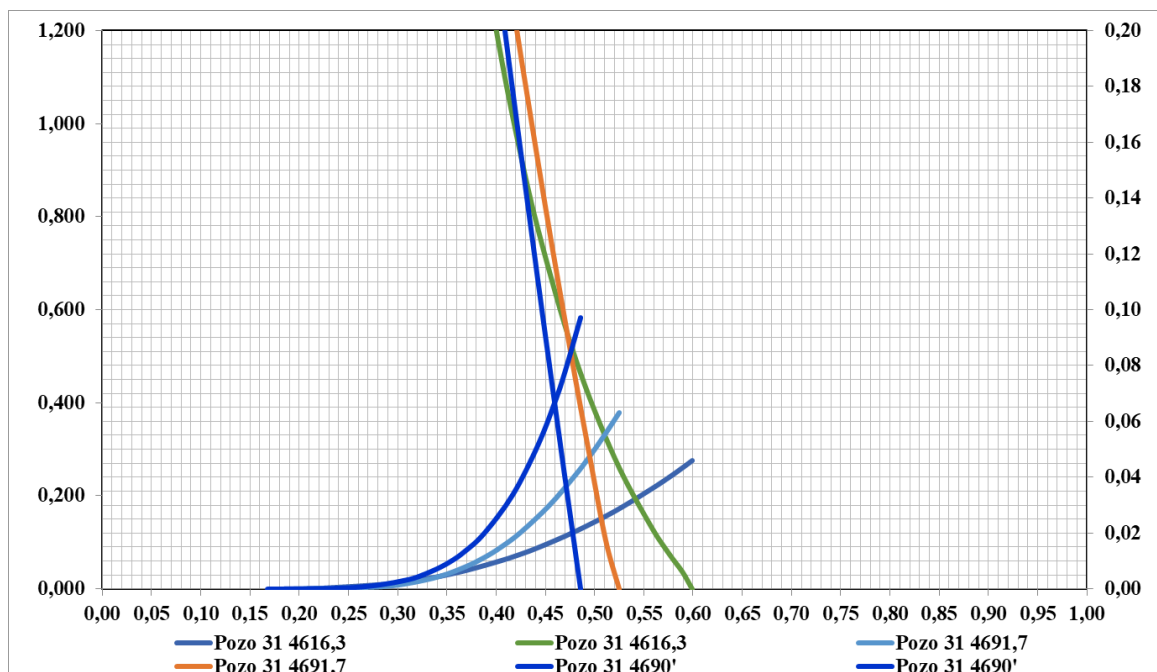


Figura 22. Permeabilidades relativas del pozo 31.

5.4.2. Graficas de Flujo Fraccional

Se construyeron las curvas de flujo fraccional a partir de las Permeabilidades Relativas para cada uno de los 2 pozos, a las profundidades a las cuales se tiene dicha información, figura 23 y 24.

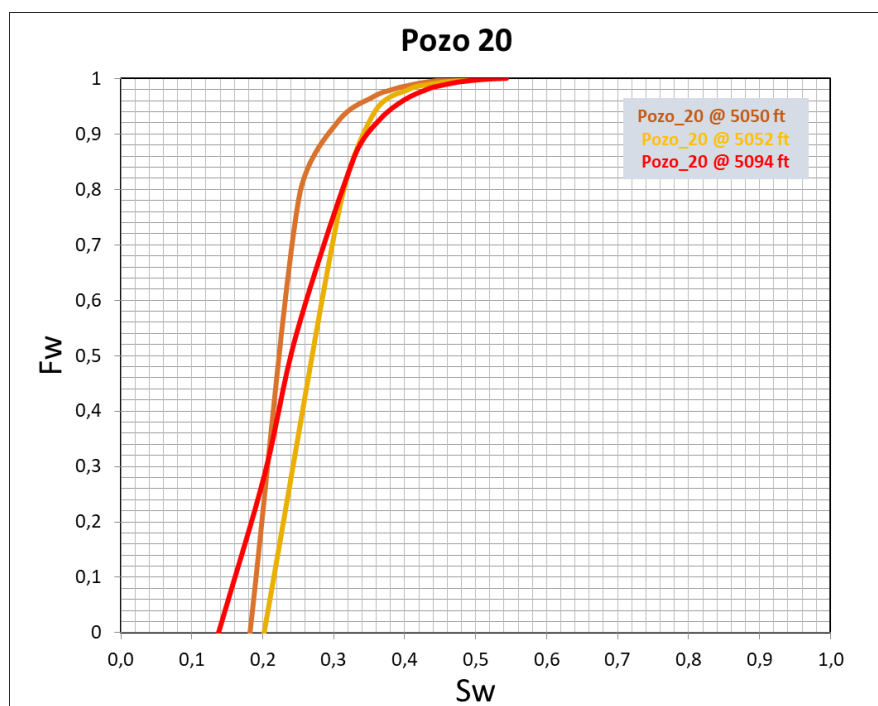


Figura 23. Graficas de flujo fraccional para el Pozo 20 a las profundidades de 5050 ft, 5052 ft y 5094 ft.

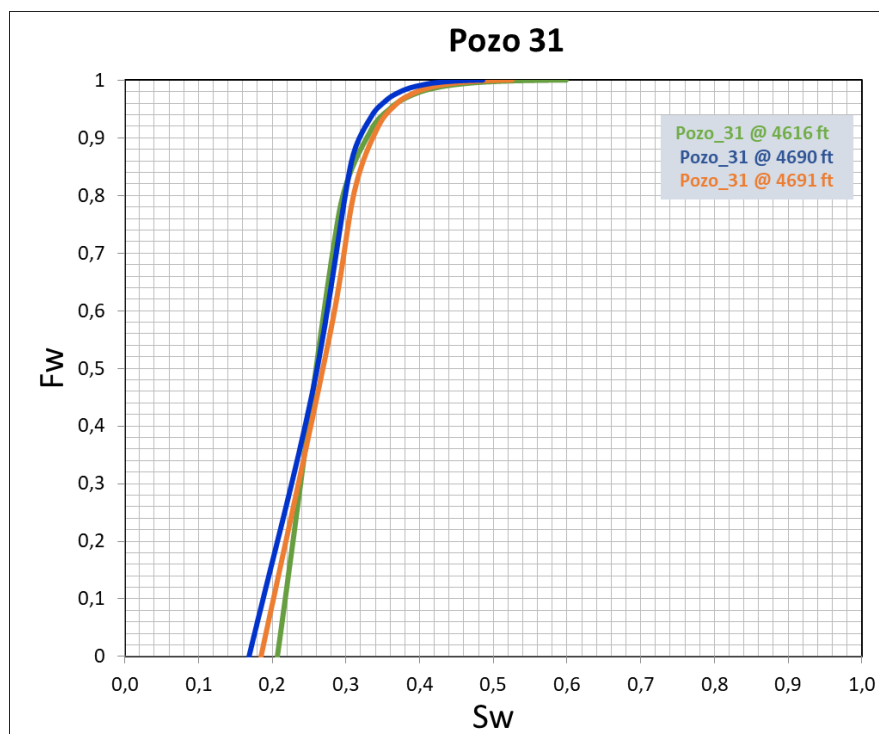


Figura 24. Graficas de flujo fraccional para el Pozo 31 a las profundidades de 4616 ft, 4690 ft y 4691 ft.

5.4.3. Calibración de Modelos

Para la calibración de los modelos de Saturación, se tuvo en cuenta los datos de producción de los 2 pozos, en especial el corte de agua (BSW), que se muestra en la siguiente tabla.

Pozo	Corte de Agua
Pozo 20	0,97
Pozo 31	0,54

Tabla 5. Corte de agua de los pozos 20 y 31.

Se plotó este dato de corte de agua en la gráfica de flujo fraccional para determinar la saturación de agua a la profundidad a la cual se tenían los datos de permeabilidad relativa, figura 25, para el pozo 20 esta profundidad corresponde a 5052 ft. De la gráfica de flujo fraccional se puede observar que para un pozo con corte de agua del 97%, con este tipo de HC pesado, la saturación reflejada por registros debería ser de 35%.

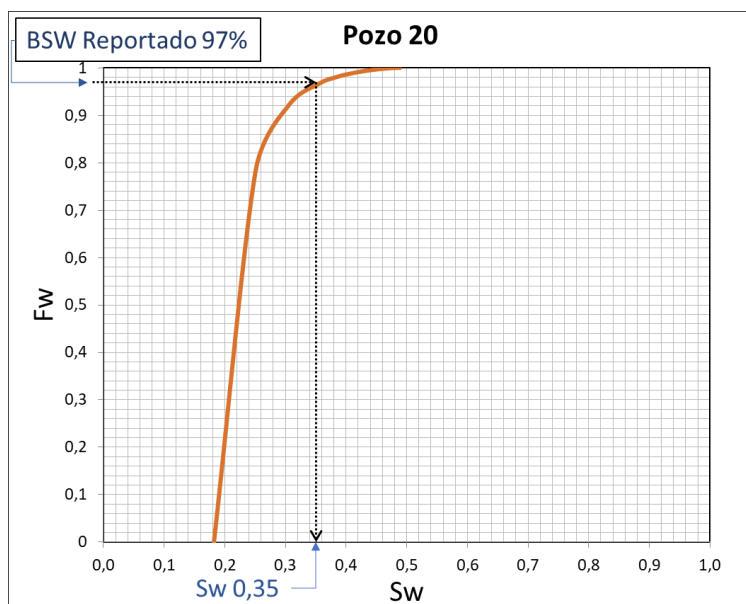


Figura 25. Grafica de flujo fraccional para el Pozo 20, con el dato de BSW (97%) reportado durante la producción del pozo, Sw esperada por registros 35%.

De igual manera para el pozo 31, se ploteó el dato de corte de agua en la gráfica de flujo fraccional para determinar la saturación de agua a la profundidad a la cual se tenían los datos de permeabilidad relativa, figura 26, esta profundidad corresponde a 4617 ft. De la gráfica de flujo fraccional se puede deducir que para un pozo con corte de agua del 54%, con este tipo de HC pesado, la saturación reflejada por registros debería ser de 35%.

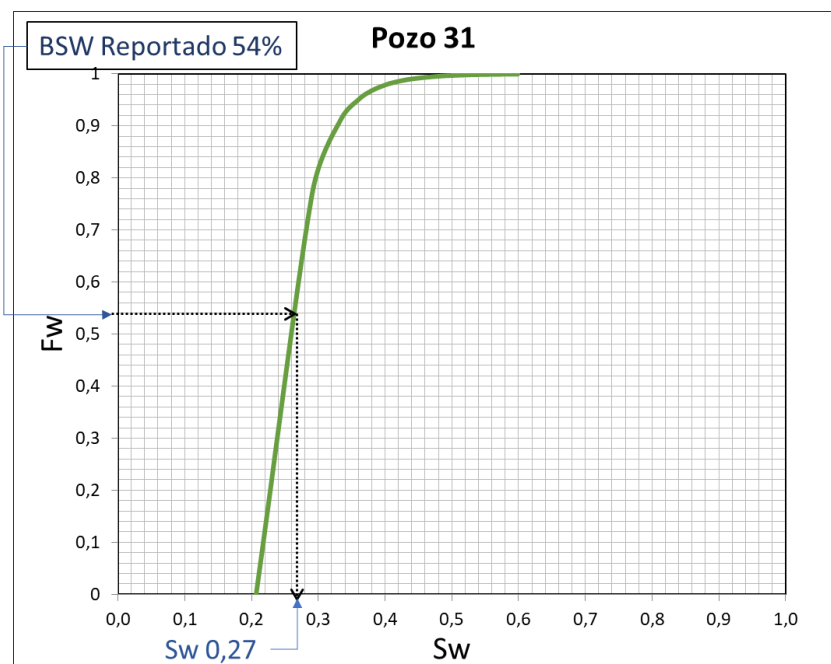


Figura 26. Grafica de flujo fraccional para el Pozo 20, con el dato de BSW (54%) reportado durante la producción del pozo, Sw esperada por registros 27%.

En la figura 27, se compara este dato con los valores de Sw presentados por los 2 modelos, cabe anotar que a esa profundidad está el intervalo productor del pozo 20, track 3 (completamiento), del cual se puede obtener el promedio de Sw de la zona completada y compararlos con los valores de los 2 modelos y con el grafico de flujo fraccional, esta comparación se puede observar en la tabla 6.

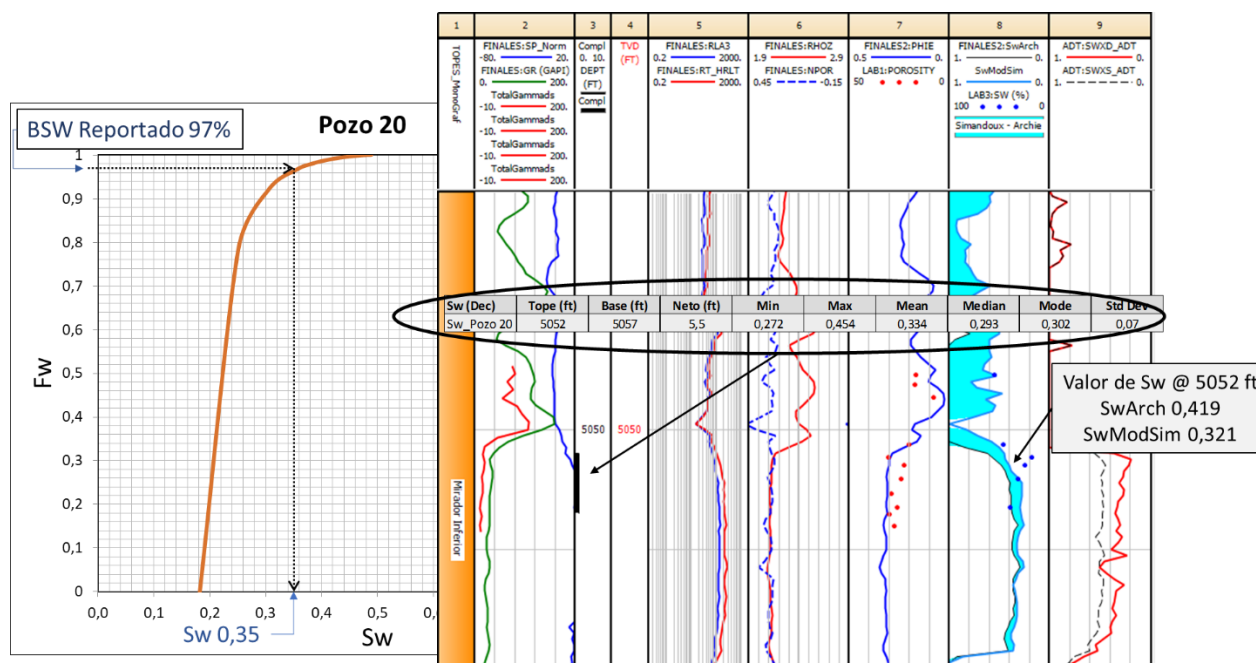


Figura 27. Comparación de la gráfica de flujo fraccional con las curvas de Sw en la zona completada en el Pozo 20.

Al igual que para el pozo 20, el pozo 31 se compara las curvas de Sw de los modelos propuestos y con el promedio de Sw de la zona completada, figura 28, los datos de las comparaciones se resumen en la tabla 6.

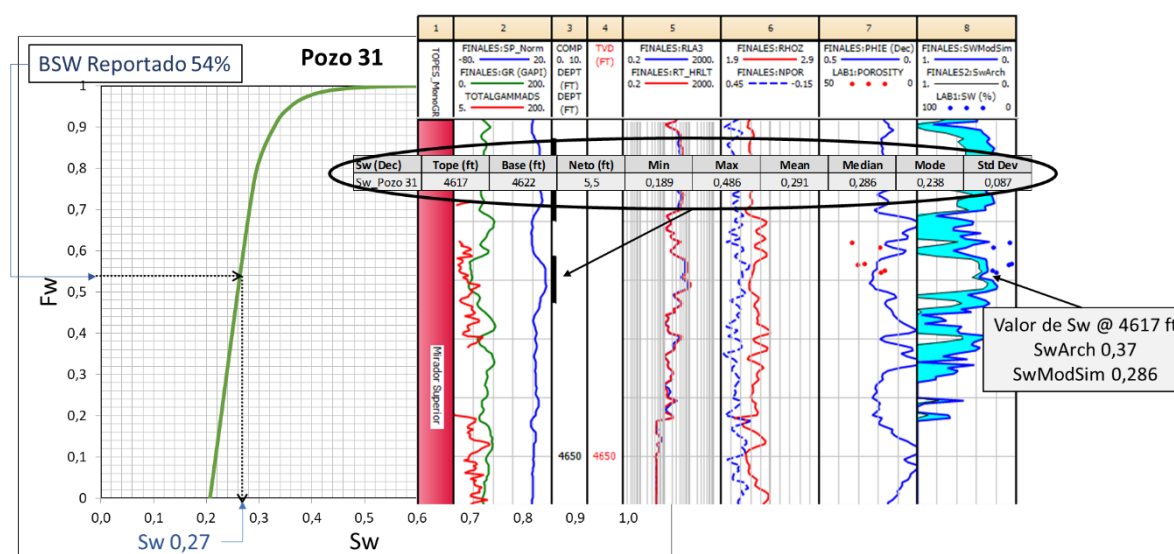


Figura 28. Comparación de la gráfica de flujo fraccional con las curvas de Sw en la zona completada en el Pozo 31.

Sw	Simandoux Modificada	Archie	Gráfica Flujo Fraccional	Promedio Intervalo en producción
Pozo 20	0,321	0,419	0,35	0,334
Pozo 31	0,286	0,37	0,27	0,291

Tabla 6. Comparación de valores de Sw en los pozos 20 y 31.

Por consiguiente, los modelos de saturación se calibraron con datos de flujo fraccional y permeabilidades relativas, se puede observar que el modelo más ajustado es el Simandoux Modificado.

6. Conclusiones

- La geología regional de los bloques de crudos pesados, en general, tiene un sistema petrolífero rico en cuanto a su roca generadora, cuenta también con un conjunto de reservorios de excelentes características petrofísicas, trampas combinadas (Estructural-Estratigráficas), y con buenos sellos regionales e intra-formacionales, de baja porosidad, baja permeabilidad vertical y horizontal.
- El hidrocarburo presente es debido a un proceso de dos pulsos diferentes, generados en dos sectores geográficos diferentes, el primero de larga distancia y duración antes del levantamiento de la cordillera Oriental y el segundo, más reciente, posterior al levantamiento de la cordillera, desde el piedemonte de la actual cuenca, flanco oriental de la cordillera oriental; de dirección NW - SE, donde encontró rocas almacenadoras en las formaciones Guadalupe, Ubaque, Mirador y los niveles arenosos de la Formación Carbonera, de buena porosidad y permeabilidad.
- La complejidad del yacimiento por la presencia de crudo pesado y agua de baja salinidad, donde se enmascara la respuesta de resistividad, desde el punto de vista petrofísico, generó un gran reto a la hora de identificar cuáles son las zonas de HC y las zonas de agua, donde los cálculos petrofísicos por el bajo contraste de esta respuesta dificultan una caracterización representativa, por lo que el uso de nuevas tecnología en registros especiales, como el dieléctrico (ADT), permitió resolver e identificar la saturación de agua independiente de la salinidad y del bajo contraste de resistividad.
- la calibración del modelo de saturación sólo pudo establecerse en dos pozos debido a la disponibilidad de la información de producción, donde se estimaron diferentes

perfiles de S_w considerando tres modelos de saturación que integraron los registros básicos y especiales, así como los análisis convencionales y especiales de núcleos, donde las propiedades eléctricas y datos de permeabilidades relativas de los núcleos jugaron un papel importante en el ajuste de los modelos desde un punto de vista estático. De igual forma, tomando en consideración la información de producción de agua y viscosidad de HC se construyeron curvas de flujo fraccional que permitieron calibrar desde un punto de vista dinámico esta propiedad petrofísica.

- El perfil de S_w más representativo de la distribución de saturación, fue basado en el modelo Simandoux modificado. Se generó, considerando la información de los registros dieléctricos, los datos de registros básicos, de núcleos y de producción, y permitió demostrar que la estimación de R_w a partir del registro SP, representa una buena aproximación de la salinidad de agua requerida para obtener un perfil de manera convencional, ajustándose al registro dieléctrico (ADT) y al S_w que corresponde el BSW de producción (flujo fraccional).
- Aunque las características de la roca demostraron ser una arena limpia, el uso de los modelos convencionales, como por ejemplo Archie, debe ser evaluado ante la presencia de crudos pesados y salinidades bajas del agua de formación, ya que esto podría mostrar zonas de petróleo donde en realidad hay presencia de agua de baja salinidad. Asimismo, las propiedades eléctricas tomadas del núcleo son consistentes con el grado de consolidación y no representan los valores clásicos que para este tipo de litología se esperan, lo cual tiene un efecto directo sobre la distribución de la misma propiedad.

7. Recomendaciones

- Este análisis debería hacerse para secciones pozos horizontales y correr la información de registros especiales que permitan identificar los perfiles de saturación y que tan representativos son, con el fin de identificar las zonas con agua y diseñar un completamiento más efectivo para evitar que la producción de agua sea más temprana y minimizarla durante la producción del pozo.
- Se recomienda extender la aplicación del flujo de trabajo dispuesto para disminuir el nivel de incertidumbre en las futuras evaluaciones petrofísicas y que proveería de una saturación de aceite más representativo para el cálculo de las volumetrías de POES, ya que existen 33 pozos perforados con 24 de estos con información disponible de registros básicos y especiales; así como datos de núcleo.

8. Bibliografía

ACOSTA, E. R. et al. Detailed Assessment for Water Saturation Equations for Determining the Proper Sw Model for Unconsolidated Sandstones in Tambaredjo Field, Suriname. Conference: ICGPE Copenhagen Denmark Jul 15-16, 2020.

BAYONA, G. et al., 2009. Evolución de Geometría de la Cuenca de los Llanos Orientales y Conectividad de Unidades de Flujo. ECOPETROL, S.A.

BEICIP (1995). Evaluación Regional Cuenca Llanos Orientales. ECOPETROL. Reporte Interno.

GONZALEZ-PENAGOS, Felipe et al. Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history. *Geofluids* 14. 2015.

GONZALEZ GIL, Edwin Ferney, VILLOTA CHAMORRO, Jose Luis. Perspectivas del mercado y algunas tecnologías utilizadas en el negocio de los crudos pesados y extrapesados. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

HARI KUMAR, K.C. On the Application of Simandoux and Indonesian Shaly Sand Resistivity Interpretation Models in Low and High Rw Regimes. ONGC, 2010.

http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

INTERNATIONAL ROCK SERVICES. Manual: Determinación de Petrofacies y su aplicación en caracterización de yacimientos, 2014.

KUMAR SHARMA, Ritesh, CHOPRA, Satinder. Uncertainty in the Estimation of Volume of Shale from Well Log Data. AAPG Explorer. December 2018.

MORA, Andrés et al. Tectonic evolution of petroleum systems within the onshore Llanos Basin: Insights on the presence of Orinoco heavy oil analogs in Colombia and a comparison with other heavy oil provinces worldwide. AAPG Bulletin, v. 103, no. 5, mayo 2019.

MORA, Andrés et al. Water flow, oil biodegradation, and hydrodynamic traps in the Llanos Basin, Colombia. AAPG Bulletin, v. 103, no. 5, mayo 2019.

MORETTI, Isabelle et al. Petroleum System Variations In The Llanos Basin (Colombia). ACGP. 2009.

ANH. Ronda Colombia. 2010.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos Maracaibo, Ediciones Astro Data, 2009.

SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Principios/Aplicaciones de la Interpretación de registros, 2008.